

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN DESPACHO HIDROTÉRMICO

CAMILO ENRIQUE DUCUARA RAMÍREZ

C.C. 1193057008

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

FACULTAD DE TECNOLOGÍA

ESCUELA DE TECNOLOGÍA ELÉCTRICA

PEREIRA

2020

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN DESPACHO HIDROTÉRMICO

CAMILO ENRIQUE DUCUARA RAMÍREZ

C.C. 1193057008

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de tecnólogo
en electricidad

Director

Ph.D Antonio Hernando Escobar Zuluaga

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

FACULTAD DE TECNOLOGÍA

ESCUELA DE TECNOLOGÍA ELÉCTRICA

PEREIRA

2020

Nota de aceptación:

Firma del director del trabajo

Firma del calificador – jurado

Firma del calificador – jurado

Para Sara, Pilar, Enrique y Balto...

AGRADECIMIENTO

Primeramente, quiero agradecer a mis padres, Pilar y Enrique, y a mi hermana, Sara y a toda mi familia, por la paciencia y apoyo en el transcurso de todos mis estudios y mi vida, al profesor Antonio Escobar, por motivar en mí la idea de pensar diferente, por escuchar mis ideas locas, por orientar este trabajo de grado, por ser tan comprometido cuando imparte su conocimiento fuera y dentro de clase, por motivar a sus estudiantes en el estudio y por las discusiones que tenemos en diferentes ámbitos.

A los profesores, Felipe Osorio y Luis Enrique Avendaño por animarme a optar por realizar un trabajo de grado como forma para optar por el título, al profesor Santiago Gómez por su apoyo durante el proceso de este trabajo de grado, mis practicas universitarias y mi formación académica, a Andrés Gómez (con quien compartí el tema de este trabajo de grado) por su colaboración, a la profesora Ana Martínez, por todo su apoyo en el desarrollo de este trabajo de grado y por todo el apoyo que me ha brindado desde que soy su alumno tanto personal como académicamente.

A mis amigos, por los buenos momentos que pasamos y que cada uno a su manera me apoya siempre, académica y personalmente.

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

TABLA DE CONTENIDO	3
LISTA DE FIGURAS.....	5
Capítulo 1.	8
GENERALIDADES	8
1.1. Glosarios	8
1.1.1. Glosario de siglas	8
1.1.2. Glosario de términos	8
1.2. Introducción	10
1.3. Objetivos.....	10
1.3.1. Objetivo general	10
1.3.2. Objetivo específico	10
1.4. Historia del sector eléctrico colombiano	10
1.5. Estructura del sector eléctrico.....	14
1.6. Capacidad y demanda del sector eléctrico colombiano	20
Capítulo 2.	24
2. DESPACHO HIDROTÉRMICO	24
2.1. Definición.....	24
2.2. Características.....	24
2.3. Componentes	28
2.3.1. Centrales de generación.....	28
2.3.1.1. Centrales térmicas	28
2.3.1.2. Centrales hidráulicas	31
2.3.1.2.1. Centrales filo de agua	33
2.3.1.2.2. Centrales de embalse	35
2.3.2. Consumidores	39
2.4. Impacto del DHT	40
2.4.1. Impacto en la economía	40
2.4.2. Impacto en el medio ambiente.....	41
2.5. Modelo matemático	41

2.5.1.	Parámetros y variables	44
2.5.2.	Función objetivo	44
2.5.3.	Restricciones	45
2.5.3.1.	Equilibrio eléctrico	45
2.5.3.2.	Equilibrio hidráulico	45
2.5.3.3.	Ecuación de acople electrohidráulico	45
2.5.3.4.	Restricciones de capacidad de turbinamiento	46
2.5.3.5.	Restricciones de volumen	46
2.5.3.6.	Restricciones de capacidades de potencia.....	47
Capítulo 3.	48
3.	CASO DE ESTUDIO	48
3.1.1.	Central hidroeléctrica de Guatapé	48
3.1.2.	Central hidroeléctrica del Guavio	51
3.1.3.	Central hidroeléctrica de Chivor.....	56
3.1.4.	Central hidroeléctrica de Betania	59
3.1.5.	Central hidroeléctrica de Salvajina	63
3.1.6.	Central hidroeléctrica de Urrá	66
3.2.	Centrales térmicas para el caso de estudio.....	69
3.2.1.	Termoyopal 2	69
3.2.2.	Termocandelaria.....	70
3.2.3.	Termodorada.....	72
3.2.4.	Termotasajero	73
3.2.5.	Termozipa	74
3.3.	Resultados.....	76
3.3.1.	Caso base	76
3.3.2.	Sensibilidad al cambio de la afluencia	83
3.3.3.	Sensibilidad al cambio del volumen	85
3.3.4.	Sensibilidad a la variación de los costos.....	87
3.3.5.	Sensibilidad debido al COVID-19	88
Capítulo 4	93
4.	Conclusiones y trabajos futuros	93
Referencias	94

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Primer central de generación de energía en Colombia.	11
Figura 2. Primer central de generación de energía en Colombia con el autor del documento.	11
Figura 3. Organización del sector eléctrico colombiano (CREG, 2020a).	14
Figura 4. Capacidad efectiva neta de generación de Colombia a marzo del 2020.	20
Figura 5. Capacidad efectiva neta de generación de los otros tipos de generación en el país a marzo del 2020.	21
Figura 6. Capacidad efectiva de generación con la nueva energía adjudicada en la última subasta (2019).	22
Figura 7. Capacidad efectiva neta de los otros tipos de generación con la nueva energía adjudicada en la última subasta (2019).	22
Figura 8. Esquema de un sistema de despacho hidrotérmico en nodo único.	25
Figura 9. Escenarios de decisión.	26
Figura 10. Costo presente del agua vs volumen futuro de los embalses.	27
Figura 11. Costo futuro del agua vs volumen futuro de los embalses.	27
Figura 12. Mejor decisión en el DHT.	28
Figura 13. Esquema general de una central térmica.	29
Figura 14. Esquema de una central térmica para diagrama de nodo único.	30
Figura 15. Curva costo vs potencia generada en una central térmica.	31
Figura 16. Esquema de una central filo de agua para diagrama de nodo único.	33
Figura 17. Central filo de agua sin canal de desviación.	34
Figura 18. Central hidroeléctrica tres gargantas.	34
Figura 19. Central filo de agua con canal de desviación.	35
Figura 20. Central de embalse.	36
Figura 21. Histograma.	37
Figura 22. Curva de duración de caudal.	37
Figura 23. Curva de duración de caudal con el efecto del embalse.	38
Figura 24. Curva de promedios mensuales multianuales.	38
Figura 25. Esquema de una central de embalse para diagrama de nodo único.	39
Figura 26. Ejemplo de las divisiones de tiempo al horizonte de planeamiento y divisiones al volumen.	43
Figura 27. Volumen máximo y mínimo en una central.	46
Figura 28. Histograma desde el año 2000 hasta el 2017.	49
Figura 29. Histograma para el periodo de estudio.	49
Figura 30. Curva de duración de caudal sin considerar el embalse.	50
Figura 31. Curva de PMM.	50
Figura 32. Foto del embalse Peñol- Guatapé desde la piedra del Peñol.	51
Figura 33. Casa de máquinas de la central.	51
Figura 34. Embalse del Guavio.	52
Figura 35. Casa de máquinas – Guavio.	52

Figura 36. Entrada a casa de máquinas.	53
Figura 37. Turbina tipo Pelton de Guavio.....	53
Figura 38. Histograma desde el año 2000 hasta el 2017.	54
Figura 39. Histograma para el periodo de estudio.	54
Figura 40. Curva de duración de caudal.	55
Figura 41. Curva de PMM Guavio.....	55
Figura 42. Embalse La Esmeralda.	56
Figura 43. Casa de máquinas Chivor.....	57
Figura 44. Histograma del 2000 al 2017.	57
Figura 45. Histograma de Chivor 2009-2010.	58
Figura 46. Curva de duración de caudal Chivor.	58
Figura 47. Curva de PMM Chivor.....	59
Figura 48. Embalse de Betania y casa de máquinas desde afuera.....	60
Figura 49. Casa de máquinas Betania.	60
Figura 50. Histograma Betania 2000-2017.	61
Figura 51. Histograma de Betania 2009-2010.....	61
Figura 52. Curva de duración de caudal de Betania.	62
Figura 53. Curva de PMM de Betania.	62
Figura 54. Embalse y casa de máquinas de Salvajina.	63
Figura 55. Histograma de Salvajina 2000-2017.	64
Figura 56. Histograma de Salvajina 2009-2010.	64
Figura 57. Curva de duración de caudal Salvajina.	65
Figura 58. Curva de PMM de Salvajina.....	65
Figura 59. Embalse y casa de máquinas de Urrá.	66
Figura 60. Embalse y vertedero de la central hidroeléctrica Urrá.	66
Figura 61. Histograma de Urrá 2000-2017.....	67
Figura 62. Histograma de Urrá del 2009-2010.	67
Figura 63. Curva de duración de caudal.	68
Figura 64. Curva de PMM Urrá.	68
Figura 65. Fotografía de Termoyopal.....	69
Figura 66. Proyección del costo del gas de Termoyopal.....	70
Figura 67. Termocandelaria.....	71
Figura 68. Proyección del costo del gas de Termocandelaria.	71
Figura 69. Termodorada.	72
Figura 70. Proyección del costo de JET A1 de Termodorada.	73
Figura 71. Termotasajero.....	74
Figura 72. Proyección del costo del carbón en Termotasajero.....	74
Figura 73. Termozipa.....	75
Figura 74. Proyección del costo del carbón para Termozipa.....	75
Figura 75. Generación de Guatapé en los periodos del caso de estudio.	76
Figura 76. Volumen del embalse de Guatapé en los periodos del caso de análisis.	77
Figura 77. Generación de Guavio en los periodos del caso de estudio.....	77
Figura 78. Volumen del embalse de Guavio en los periodos del caso de estudio.	78
Figura 79. Generación de Chivor en el periodo del caso de estudio.	78

Figura 80. Volumen del embalse Esmeralda (Chivor) en el periodo del caso de estudio.....	79
Figura 81. Generación de Betania en el periodo del caso de estudio.	79
Figura 82. Volumen del embalse de Betania en el periodo del caso de estudio....	80
Figura 83. Generación de Salvajina en el periodo en el caso de estudio.	80
Figura 84. Volumen del embalse de Salvajina en el periodo del caso de estudio.	81
Figura 85. Generación de Urrá en el periodo del caso de estudio.....	81
Figura 86. Volumen del embalse de Urrá en el periodo del caso de estudio.	82
Figura 87. Generación de todas las centrales hidráulicas en el periodo del caso de estudio.....	82
Figura 88. Generación de todas las centrales térmicas en el periodo del caso de estudio.....	83
Figura 89. Cambios en el costo de la función objetivo variando la afluencia.	83
Figura 90. Costo del agua vertida y de la energía racionada.	84
Figura 91. Valores que afectan el costo total de la operación.	84
Figura 92. Volumen de los embalses aplicando factores.	85
Figura 93. Vertimiento y racionamiento en los casos relevantes.....	86
Figura 94. Costo para cada caso (USD).	86
Figura 95. Variación de la generación térmica.	87
Figura 96. Promedio mensual del barril de petróleo.....	88
Figura 97. Demanda del SIN a fecha del 24 de junio del 2020.	89
Figura 98. Demanda del caso de estudio para cada caso evaluado.	89
Figura 99. Gráfico de la revista Semana.....	90
Figura 100. Costo de la operación para cada caso.....	91

Capítulo 1.

GENERALIDADES

1.1. Glosarios

1.1.1. Glosario de siglas

- **DHT:** Despacho hidrotérmico.
- **SIN:** Sistema interconectado nacional.
- **SEP:** Sistema eléctrico de potencia.

1.1.2. Glosario de términos

- **Despacho hidrotérmico:** Es un plan que determina los niveles y los periodos de operación del parque generador térmico e hidráulico, cuyo objetivo fundamental es satisfacer la demanda de electricidad, minimizando el costo de operación y cumpliendo exigencias de reservas de energía al final del periodo analizado. Este planeamiento puede hacerse en diversos horizontes de tiempo: corto, mediano y largo plazo.
- **Horizonte de planeamiento:** es el periodo de tiempo al cual se va a realizar un planeamiento de despacho, este se divide en planeamiento de despacho a: corto, mediano y largo plazo.
- **Despacho a corto plazo:** Es aquel despacho que tiene como periodos de tiempo horas, por lo general se emplea para realizar el despacho real operativo, es decir, en este tipo de despacho se tiene en cuenta la red de transmisión, restricciones y demás factores que influyen en la operación diaria del mercado energético nacional. Vale la pena resaltar que el despacho a corto plazo tiene como base los planes del despacho a largo y mediano plazo.
- **Despacho a mediano plazo:** Es aquel despacho realizado en periodos de algunos meses y un año, es una etapa de transición que está entre el despacho a largo plazo y el despacho a corto plazo, por lo general no se tiene en cuenta los efectos de la red de transmisión en el despacho.
- **Despacho a largo plazo:** Es aquel despacho que se realiza, como su nombre lo indica, en periodos de tiempo más extensos, por lo general se realiza para tener una ruta de trabajo en el despacho a medio y corto plazo, sin tener en cuenta el efecto de las redes de transmisión en el sistema, al ser de largo plazo, los estudios de probabilidad facilitan el manejo de variables fluctuantes en el tiempo como las afluencias de los ríos y el costo de los

combustibles. En este tipo de despacho, se subdivide el periodo de tiempo en años.

- **Central hidroeléctrica:** Es aquel tipo de central en el que se aprovecha la energía potencial gravitacional y la energía cinética del agua, para así, por un proceso de transformación de energía, obtener energía eléctrica, este proceso se realiza a través de un sistema turbina-generator.
- **Central termoeléctrica:** Es aquel tipo de central que aprovecha el calor producido por un proceso de combustión o por liberación de energía contenida en materiales radioactivos (más conocida como energía nuclear) para calentar agua y convertirla en vapor de agua, el cual, por medio de un sistema termodinámico impulse un sistema turbina-generator y se produzca energía eléctrica.
- **Meta de generación:** La meta de generación representa el volumen final que debe existir en el embalse después del periodo de análisis, este es un valor conocido durante el cálculo.
- **Nodo único:** El nodo único es una simplificación del modelo del sistema eléctrico, que consiste en concentrar la demanda en un solo nodo. Lo anterior significa que no se tienen en cuenta los efectos de la red de transmisión.
- **Central de embalse:** Se denomina central de embalse a toda central hidroeléctrica que en su represa u obra civil tiene la capacidad de almacenar agua por largos periodos de tiempo (meses), son centrales que por lo general son de poco caudal y su obra civil es de mucha altura, en este tipo de centrales no está permitido hacer vertimiento.
- **Central filo de agua:** Se denomina central filo de agua a toda central hidroeléctrica que su obra civil no tiene la capacidad de almacenar agua por largos periodos de tiempo, por lo general, tienen capacidad de regulación de pocos meses o semanas, son de gran caudal y la obra civil es de poca altura, en estas plantas está permitido hacer vertimiento.
- **Turbinamiento:** cantidad de agua que pasa por la turbina en un instante.
- **Vertimiento:** cantidad de agua desaprovechada puesto que no pasa por la turbina, por lo tanto, no produce electricidad, esta sale por un elemento de las centrales denominado vertedero.

Vale la pena resaltar que en el resto del documento se profundizará más en los términos definidos en el presente capítulo.

1.2. Introducción

El siguiente documento describe el despacho hidrotérmico, sus características, modelo matemático y un modelo de prueba al cual se le harán pruebas de sensibilidad, adicionalmente, se presenta un breve recuento histórico del sistema eléctrico nacional.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Realizar análisis de sensibilidad de hidrología, volumen y costo de combustible para un sistema hidrotérmico

1.3.2. Objetivo específico

- Implementar un modelo para simular un despacho hidrotérmico que permita variar la hidrología, el volumen y el costo.
- Realizar pruebas sobre un sistema que se asimile a un sistema de la vida real, considerando seis centrales hidroeléctricas y cinco centrales termoeléctricas.
- Analizar el costo de operación para un sistema sin esquema de mercado, cuando varían la hidrología, el volumen y el costo del combustible.
- Analizar el impacto del COVID-19 en el costo de operación del sistema de prueba.

1.4. Historia del sector eléctrico colombiano

En Colombia la prestación del servicio de energía eléctrica se inició a finales del siglo XIX, cuando miles de habitantes de la capital del país vieron cómo se esparcía la luz de un centenar de lámparas que iluminaban las calles de Bogotá. Este hecho fue el resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y vender electricidad.

Del uso inicial de la energía eléctrica para el alumbrado público y comercio se pasó al uso residencial en los estratos más adinerados de la sociedad y posteriormente llegó a talleres, fábricas y al tranvía. Los particulares no realizaron las inversiones necesarias para hacer las ampliaciones requeridas en el sector, lo cual produjo fuertes debates y una presión política que terminó en que el Estado se convirtiera en dueño de las empresas (CREG, 2020b).

La primera empresa fue la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) fue fundada en 1896 por los hermanos Samper Brush, siendo pionera en Colombia en la generación de energía eléctrica, iniciando con la iluminación de las calles más frecuentadas de Bogotá (Grupo de Energía de Bogotá, s.f.).



Figura 1. Primer central de generación de energía en Colombia.



Figura 2. Primer central de generación de energía en Colombia con el autor del documento.

Vale la pena aclarar que la figura 2. Fue tomada en febrero del 2020.

Para el año de 1928 el sistema eléctrico colombiano funcionaba de manera centralizada, es decir, por medio de compañías estatales que sostenían un monopolio integrado verticalmente para cada una de las diferentes subregiones en que se dividió el país (Caribe, Antioquia/Choco, Valle, Bogotá, entre otras.). Adicionalmente, durante este mismo año, se expidió la Ley 113, que declaró la explotación de energía hidroeléctrica como utilidad pública (Martínez, 2013).

En 1962 entró en servicio la Central Térmica de Yumbo (Cali), con 53 MW. En 1963 entraron en servicio la presa Esmeralda de la CHEC, con 30 MW; la primera etapa de Termo Zipa I (Hurtado, 2014).

En 1967 se dio origen a la compañía de carácter público, ISA (Interconexión Eléctrica S.A.), por medio de la cual, se ejecutaron proyectos que permitieron interconectar eléctricamente aquellas regiones que hasta ese entonces se encontraban aisladas. Esto con el fin de lograr el aprovechamiento máximo de la capacidad energética en todo el país (Martínez, 2013).

Dentro de las funciones de ISA se incluían: realizar la interconexión entre los sistemas de propiedad de las empresas accionistas, establecer prioridades en la construcción de nuevas centrales de generación, programar y construir las futuras plantas de generación, controlar el despacho eléctrico diario y coordinar las acciones ante situaciones de emergencia (Cuadros & Ortega, 2012).

En 1971 ISA emprendió la construcción de la central hidroeléctrica de Chivor (Boyacá), y entraron en servicio: la central hidroeléctrica de Guatapé I, con 270 MW (Hurtado, 2014).

En 1978 Fue revisado el programa de expansión eléctrica, con lo cual Termo Tasajero (Norte de Santander) y Salvajina (Valle del Cauca) fueron incluidos en el portafolio de proyectos. Entre 1978 y 1979 cuestionamientos a la concentración de proyectos bajo la responsabilidad de ISA, hecho que desactivó la iniciativa de inversión y los desarrollos de las demás empresas del sector (Hurtado, 2014).

Adicionalmente en 1978 fue firmado el “Acuerdo de Cali”, por el cual ISA resignó la construcción de Playas (Antioquia), El Guavio (Boyacá y Cundinamarca) y Urrá (Córdoba). Ya había resignado Betania (Huila) a favor de ICEL. Se creó la Comisión Nacional de Energía con el fin de asesorar al Gobierno en asuntos de energía (Hurtado, 2014).

En 1987 entraron en operación la segunda etapa del gran proyecto San Carlos II, con 620 MW; el proyecto Betania, con 500 MW (Hurtado, 2014).

Para la década de los ochenta, Colombia atravesaba una crisis en el Sector Eléctrico, siguiendo aparentemente una tendencia reportada en la mayoría de los países de América Latina. Esta crisis produjo entre otras cosas, una alta influencia política sobre las empresas del estado, tarifas subsidiadas, retrasos y sobre costos en los grandes proyectos del sistema de generación de energía eléctrica y su red de transmisión. Además de esto, en el resto del mundo se comenzó a dudar de la capacidad del Estado para manejar con eficacia los monopolios por los que estaba constituido el Sector Eléctrico. Por todo lo anterior, a principios de los años noventa se produjo finalmente un racionamiento nacional en el suministro de electricidad (Martínez, 2013).

En 1992, año de la gran crisis de generación eléctrica nacional por el peor comportamiento hidrológico recordado, el llamado “apagón” más severo de la historia nacional, que obligó al diseño e implantación de un severo plan de emergencia y al consecuente racionamiento del servicio. La fuerte sequía, parcialmente atribuida al fenómeno meteorológico llamado “El Niño”, determinó bajos caudales de los principales ríos que abastecían el sistema de generación. Simultáneamente se presentaron problemas laborales en algunas empresas del sector que afectaron su suministro. El gobierno optó por racionar la energía a partir de marzo de 1992, comenzando con el 3% de la demanda y llegando a un máximo del 26% entre el 13 y el 19 de abril.

La emergencia impuso la adopción del Plan de Expansión de Referencia para generación y transmisión, propuesto para el período 1998–2007, que incluyó proyectos de mediano y largo plazo. 1994: El “apagón” debilitó la sólida confianza que hasta entonces se había tenido en la administración estatal del sector eléctrico nacional. Al tenor de los nuevos preceptos que provenían de la nueva carta política de 1991, la reestructuración del sector se plasmó en la adopción de las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica), así como en la creación y reglamentación del marco funcional del Ministerio del Medio Ambiente (Hurtado, 2014).

A partir de la necesidad de tener un sistema capaz de atender la demanda nacional y de tener un costo racional de la energía en el país empieza a desarrollarse el despacho hidrotérmico de mercado (también conocido despacho dinámico lineal).

El nuevo paradigma del sector fue desde entonces la integración de las iniciativas privadas al plan de generación y a la gestión administrativa y comercial del abastecimiento, conservando el Estado el monopolio técnico de la transmisión interconectada y el manejo de la operación de la bolsa energética y la función reguladora de la calidad y oportunidad del servicio. Dentro de sus alcances están la creación del Mercado de Energía Mayorista (MEM), la reducción en la participación del Estado, la aplicación de mecanismos para la libre competencia entre las centrales de Generación y los diferentes sectores de Comercialización. Además, se resalta el surgimiento de entes reguladores para los monopolios naturales (Transmisión y Distribución) (Martínez, 2013).

1.5. Estructura del sector eléctrico

Con el fin de que el sector funcione y se desarrolle de la mejor forma posible, se estableció un esquema que involucra a las entidades que producen la energía, las que la transportan, las que la venden, las que coordinan a todas las anteriores, las que establecen las políticas generales, las que hacen las normas para entregar productos de buena calidad a un precio razonable y las que vigilan que todos cumplan las normas existentes (CREG, 2020a). El esquema es el siguiente:



Figura 3. Organización del sector eléctrico colombiano (CREG, 2020a).

A continuación, se desglosa el anterior esquema.

- **Política**

El Gobierno Nacional está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía. Entre sus funciones, con relación a las empresas de servicios públicos, están las siguientes:

- Establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las empresas.
- Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el Ministerio.
- Identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público.
- Recoger información sobre las nuevas tecnologías y sistemas de administración en el sector.
- Impulsar bajo la dirección del presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con el servicio público pertinente.
- Desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial, para el uso de las autoridades y del público en general.

Adicional a esto, en la política del sector eléctrico existe la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, tiene entre sus funciones establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos, y elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del Sector Eléctrico, en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

- **Regulación**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio.

- **Mercado**

Está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados y no regulados, y los agentes.

➤ **Regulados**

Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. Aquí está la mayoría de los usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales.

➤ **No regulados**

Persona natural o jurídica que realiza una demanda de energía superior a 2 Megavatios (2MW). Ellos pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores.

- **Agentes**

Llevar la energía al usuario final (generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y administradores). Estos se pueden describir de la siguiente manera:

Generación

Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

Los agentes generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional se clasifican como: generadores, plantas menores, autogeneradores y cogeneradores.

- **Generadores:** los agentes a los que se les denomina genéricamente generadores son aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el mercado mayorista de electricidad (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW).
- **Plantas menores:** son aquellas plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes está contenida en la Resolución CREG - 086 de 1996.
- **Autogeneradores:** se define como autogenerador a aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional y puede o no ser

el propietario del sistema de generación. La reglamentación aplicable a estos agentes está contenida en la Resolución CREG - 084 de 1996.

- **Cogeneradores:** se define como cogenerador a aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración y que puede ser o no el propietario del sistema de cogeneración. Entendiendo como cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes está contenida en la Resolución CREG - 085 de 1996.

Transmisión

Actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores.

Se entiende como Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

La empresa Interconexión Eléctrica S.A. ESP (ISA) es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red.

Los transportadores restantes, en orden de importancia de acuerdo con el porcentaje de propiedad de activos que poseen, son: Transelca, Empresa de Energía de Bogotá (EEB), Empresas Públicas de Medellín (EPM), Empresa de Energía del Pacífico (EPSA), Electrificadora de Santander (ESSA), Distasa, Corelca, Central Hidroeléctrica de Betania (CHB), Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS) y Electrificadora de Boyacá (EBSA).

Distribución

Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV, que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Definiciones de STR y SDL:

Sistema de Transmisión Regional (STR): sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de

transmisión, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Sistema de Distribución Local (SDL): sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Comercialización

Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados, bien sea que esa actividad se desarrolle en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

Otras entidades que conforman el sector eléctrico son:

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)

Organismo de carácter técnico, adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Desempeña funciones específicas de control y vigilancia con independencia de las Comisiones de Servicios y con la inmediata colaboración de los superintendentes delegados. El superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción del presidente de la República.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)

Dependencia encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo, de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores, del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC)

Entidad encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista, de acuerdo con la regulación vigente.

Centro Nacional de Despacho (CND)

Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los centros regionales de despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Consejo Nacional de Operación (CNO)

Organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

Las decisiones del Consejo Nacional de Operación pueden ser recurridas ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

El Consejo Nacional de Operación está conformado por:

- Un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al Sistema Interconectado Nacional, que tengan una capacidad instalada superior al 5% del total nacional.
- Dos representantes de las empresas de generación del orden nacional, departamental y municipal, conectadas al Sistema Interconectado Nacional, que tengan una capacidad instalada entre el 1% y el 5% del total nacional.
- Un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión, con voto solo en asuntos relacionados con la interconexión.
- Un representante de las demás empresas generadoras conectadas al Sistema Interconectado Nacional.
- El director del Centro Nacional de Despacho, quien tendrá voz, pero no voto.
- Dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación, siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas establece la periodicidad de sus reuniones.

La administración y operación del mercado está bajo la responsabilidad de XM, compañía filial de ISA. XM tiene a su cargo las funciones del CND, del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y del Administrador de Cuentas

de cargos por Uso de las Redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) (Cuadros & Ortega, 2012).

1.6. Capacidad y demanda del sector eléctrico colombiano

En países como Colombia, donde se presenta una gran diversidad de recursos naturales para la generación de energía eléctrica, el comportamiento de la explotación de un energético determinado se ve influenciado directamente por el comportamiento en la explotación de otro(s). Se ha llegado a comprobar inclusive, que algunos indicadores utilizados para la medición del crecimiento económico de un país afectan de manera notoria y directa algunos sectores energéticos (Mejía, 2005).

Hoy por hoy, el país ha entrado en el momento histórico mundial de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, por lo tanto, se ha empezado un plan de diversificación de la matriz energética del país y que entra en coherencia con lo que se comprometió el país en la cumbre mundial COP 21 (acuerdo de Paris) celebrada en Paris, Francia que consiste en reducir las emisiones en un 20%. A marzo del 2020 así está distribuida la capacidad efectiva de generación en el país:

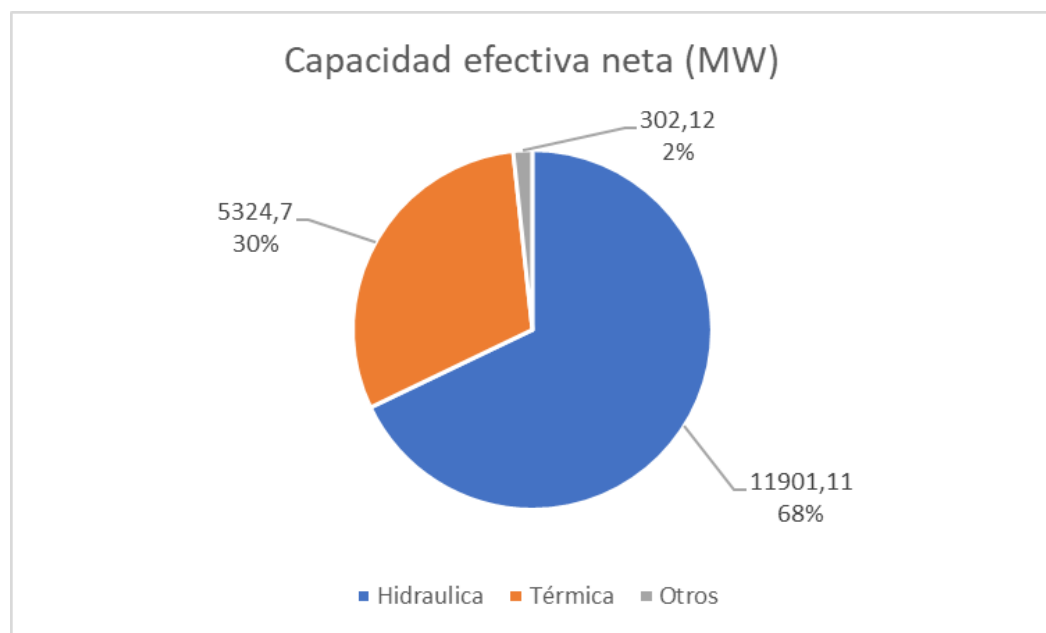


Figura 4. Capacidad efectiva neta de generación de Colombia a marzo del 2020.

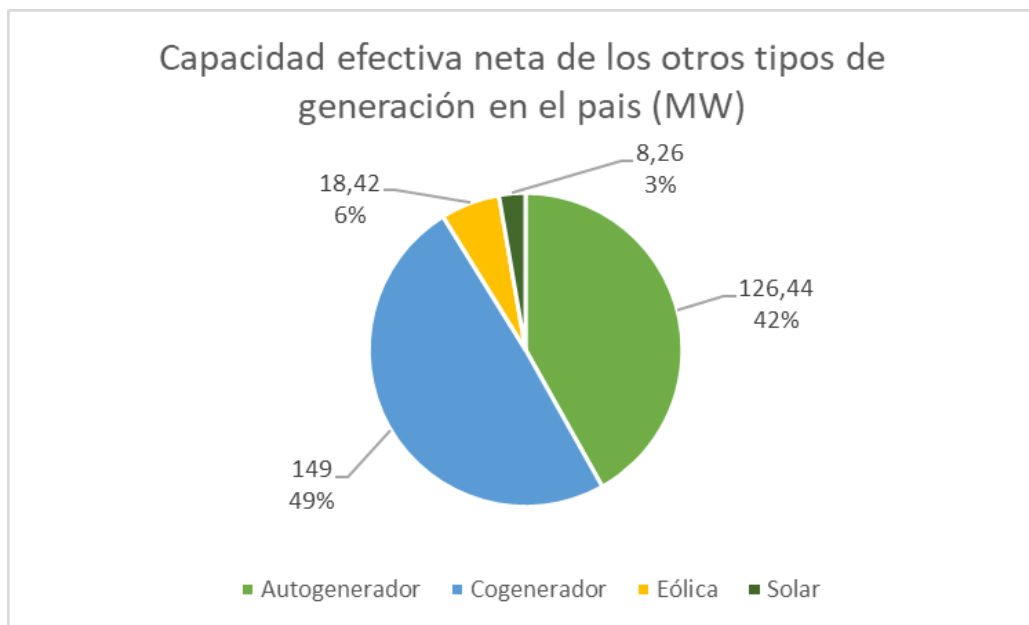


Figura 5. Capacidad efectiva neta de generación de los otros tipos de generación en el país a marzo del 2020.

Nótese que el componente hidráulico comprende la mayor parte de la capacidad de generación del país que es de 17527.93 MW según XM. También vale la pena resaltar que en la última subasta de energía las renovables no convencionales se llevaron gran parte de la energía subastada (energía firme para el 2022), la cual fue adjudicada de la siguiente manera:

- Proyectos de tipo eólico se llevaron 1160 MW:
 - PARQUE BETA 280 MW - EOLOS ENERGÍA S.A.S. E.S.P.
 - CASA ELÉCTRICA 176.3 MW - JEMEIWAA KA I S.A.S.
 - PARQUE ALPHA 212 MW - VIENTOS DEL NORTE S.A.S. E.S.P.
 - WINDPESHI 195.03 MW - ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
 - TUMAWIND 197.77 MW - ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
 - CHEMESKY 98.85 MW - ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
- Proyectos de tipo fotovoltaicos se llevaron 238 MW:
 - LA LOMA SOLAR 170 MW - ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.
 - EL PASO SOLAR 68 MW (capacidad instalada 86 MW pero energía firme 68 MW) - ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.

Con estas adiciones a la capacidad efectiva neta de generación los porcentajes quedan de la siguiente manera:

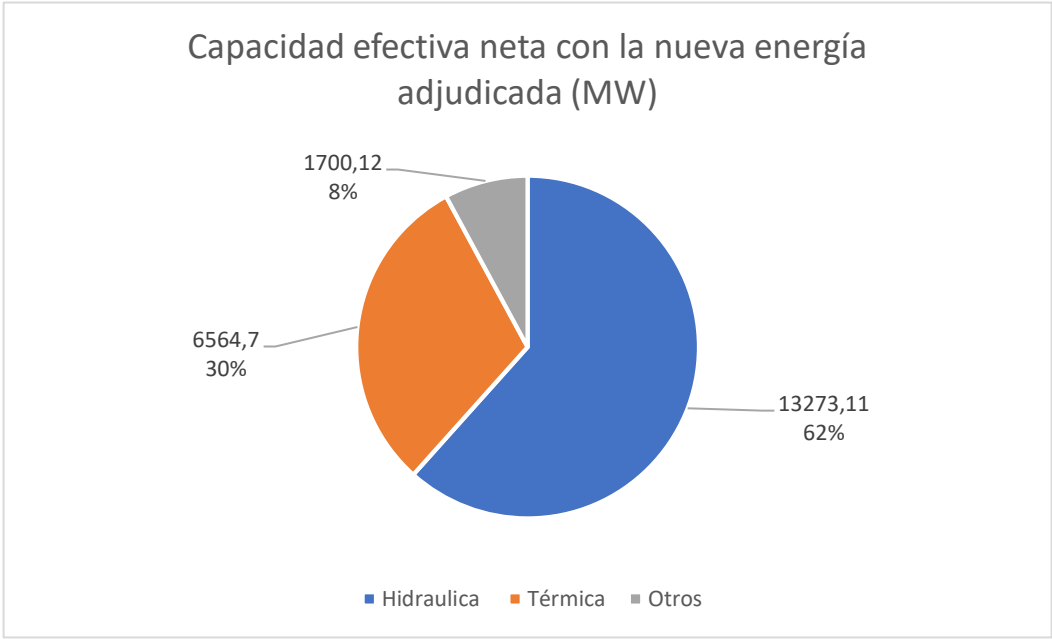


Figura 6. Capacidad efectiva de generación con la nueva energía adjudicada en la última subasta (2019).

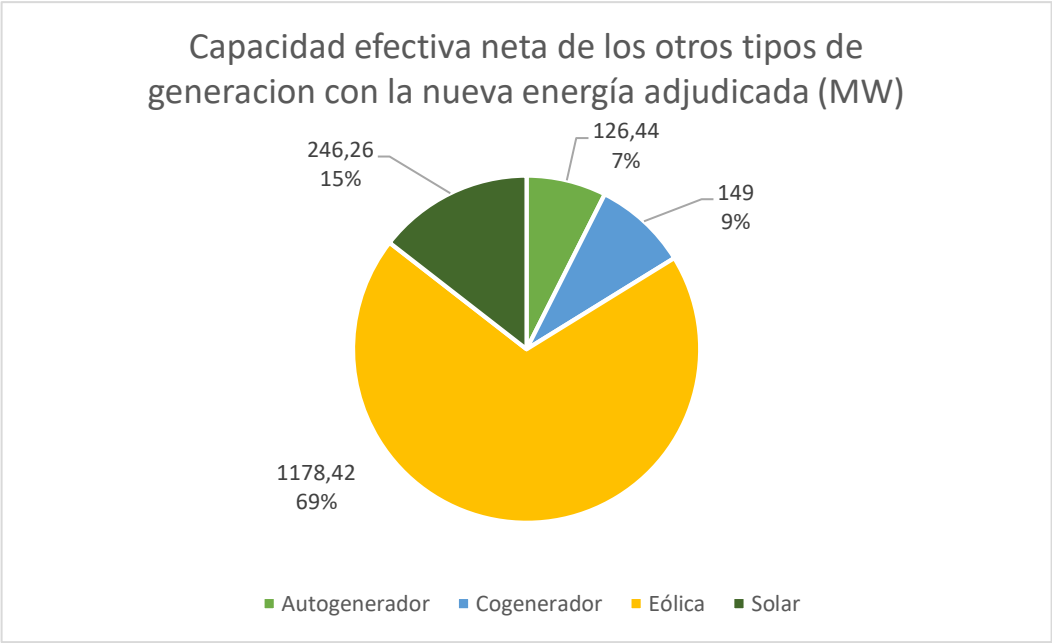


Figura 7. Capacidad efectiva neta de los otros tipos de generación con la nueva energía adjudicada en la última subasta (2019).

Con la última subasta de energía se adicionaron 4010 MW al SIN, teniendo así un total de 21537,93 MW en el 2022, siendo así, a grandes rasgos, la evolución de la capacidad efectiva neta de generación del país con el recuento histórico general del capítulo 1.4 (Historia del sector eléctrico colombiano) y lo mencionado en el presente capítulo (1.6).

También vale la pena resaltar que esta diversificación de la matriz energética vuelve el problema de despacho hidrotérmico, un problema mucho más estocástico, por lo tanto, las universidades y centros de estudio e investigación donde se enseñe despacho hidrotérmico tendrán que cambiar en cierta medida el contenido de los cursos orientados a esta rama de la ingeniería.

Capítulo 2.

2. DESPACHO HIDROTÉRMICO

2.1. Definición

Los sistemas de generación que no tienen una sola fuente de generación de energía (hidráulica o térmica) sino que tienen una combinación de ambas se denominan sistemas hidrotérmicos, estos sistemas aplican un tipo de despacho denominado despacho dinámico que puede ser lineal o no lineal. En forma general se le denomina despacho hidrotérmico (DHT).

En este análisis se parte de la premisa de que la generación hidráulica no está en la capacidad de atender toda la demanda durante todo el periodo de tiempo y requiere de la generación térmica para satisfacer toda la demanda.

El problema del DHT consiste en determinar la manera cómo se deben operar las centrales, es decir, se busca la política de operación que minimice al máximo los costos de generación de energía, a lo largo de determinado horizonte. El DHT es utilizado en los estudios de mercado de energía, planeamiento de la generación y de transmisión, entre otros (Martínez, 2013).

2.2. Características

En esta sección del capítulo se ampliarán los conceptos ya mencionados de las características del despacho hidrotérmico.

El problema del DHT se caracteriza por ser de naturaleza estocástica y dinámica, producto de la incertidumbre en las afluencias futuras (hidrología) que llega a los embalses, del precio de los combustibles de generadores térmicos (que consumen carbón, gas, o combustibles líquidos), de la variabilidad de la demanda, del acoplamiento en el tiempo de las decisiones que se toman para cada período (las medidas que se apliquen hoy tendrán consecuencias futuras) y del acoplamiento producido por la dependencia entre algunas plantas hidráulicas, lo que se conoce como cadenas hidráulicas (lo que turbinas una central hidráulica afecta las centrales ubicadas aguas abajo) (Jimenez & Paucar, 2007).

A partir de series de tiempo de años anteriores, se ha comprobado que en los datos (caudales) de los ríos se presenta un fenómeno periódico años tras años, no obstante, es difícil suponer o extraer el caudal medio mensual a partir de datos históricos que más se aproxime a la realidad. Dada la dificultad en el comportamiento de esta variable, en el problema de DHT se han realizado diferentes trabajos en el que se han propuesto distribuciones de probabilidad para modelar las hidrologías, simulación de diferentes escenarios, predicción de hidrologías para un tratamiento posterior en formas determinísticas (Mejía, 2005).

- No se resuelve el problema de transmisión ni el problema de demanda, esto quiere decir, que, a través de estudios de proyección de demanda, esta ya es conocida en MW de cada nodo del sistema para cada uno de los periodos a analizar. También se asume que se conoce la disponibilidad de transmisión.
- El problema que se resuelve está asociado exclusivamente con el sistema de generación. En Colombia solo se incluyen plantas mayores o iguales a 20 MW (≥ 20 MW). Por esta razón el análisis matemático se realiza en nodo único, en este nodo único se concentra toda la demanda del sistema en el instante o periodo de tiempo de interés.

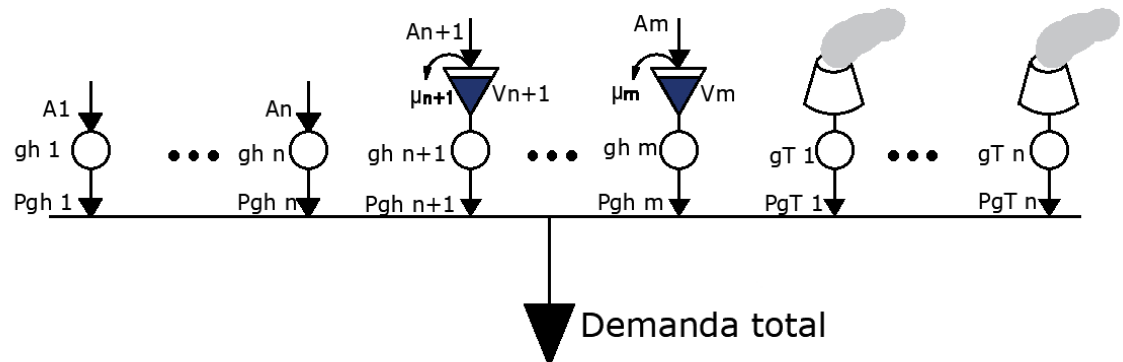


Figura 8. Esquema de un sistema de despacho hidrotérmico en nodo único.

En el presente capítulo en la sección 2.3 (componentes) se profundizará en la simbología de la figura 8.

- Los sistemas de potencia que se analizan pueden tener esquema de mercado de electricidad o esquema vertical.
 - Esquema vertical: regulado (un solo dueño, por lo general, el estado).
 - Esquema de mercado: varios propietarios (competencia).

Los esquemas con mercados son los más complejos de resolver y en ellos aparece el concepto de mérito, es decir, por costos.

Los costos asociados a las plantas pueden ser constantes o cuadráticos. Si son constantes el sistema se denomina lineal, si son cuadráticos el sistema se denomina no lineal. Para cada caso se requiere un método de solución diferente.

- Los sistemas eléctricos analizados pueden estar compuestos por:
 - Solo plantas termoeléctricas.
 - Solo plantas hidroeléctricas.
 - Ambos tipos de plantas.

Adicionalmente las plantas hidroeléctricas pueden ser filo de agua o de embalse (con buena capacidad de regulación).

En el problema hidrotérmico existen varios tipos de subproblemas:

- Predominancia térmica.
- Predominancia hidráulica.
- Similar composición térmica e hidráulica.

Los hidráulicos (predominancia hidráulica) pueden tener mayor composición filo de agua que de embalse o poseer mayor composición de embalse que de filo de agua. Como se mencionó anteriormente, las centrales térmicas tienen un costo asociado al energético primario. Aunque el costo del agua es cero, el agua asume un valor asociado a las centrales térmicas que desplazan.

Desde el punto de vista de las decisiones tengo dos alternativas, usar o no el agua, obteniendo así los siguientes escenarios:

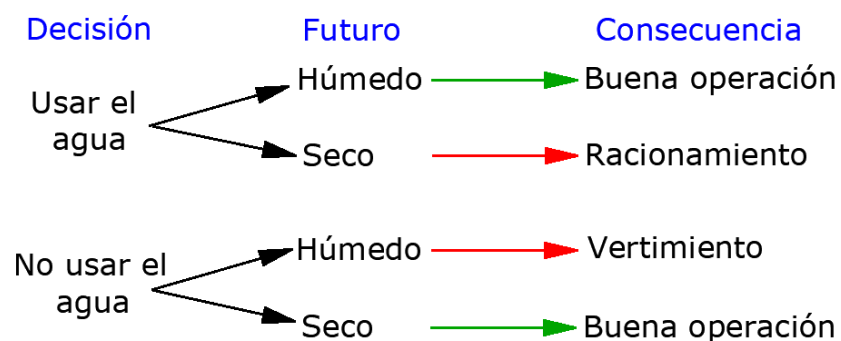


Figura 9. Escenarios de decisión.

La mejor decisión para el despacho de generación es aquella que equilibra el costo presente y el costo futuro del agua como se explicará a continuación.

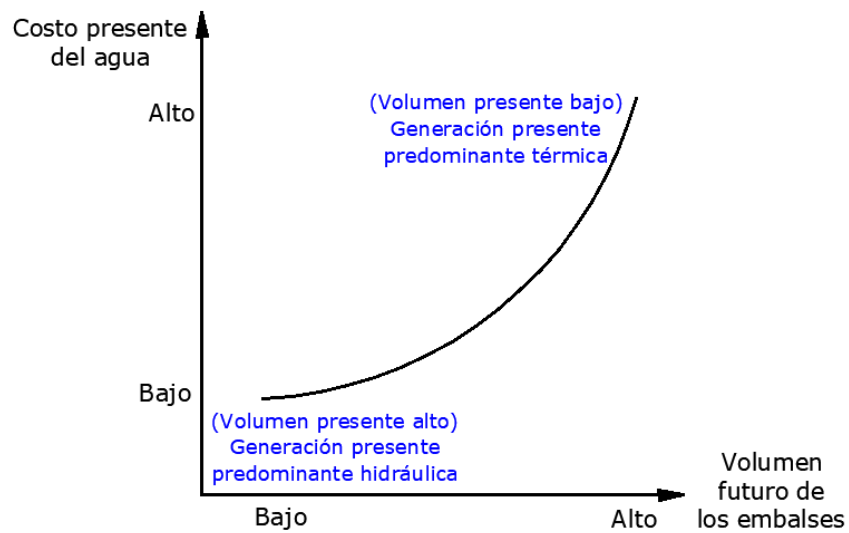


Figura 10. Costo presente del agua vs volumen futuro de los embalses.

Un volumen futuro bajo es consecuencia de costos presentes bajos. Volúmenes futuros altos significan que en el presente el costo es alto.

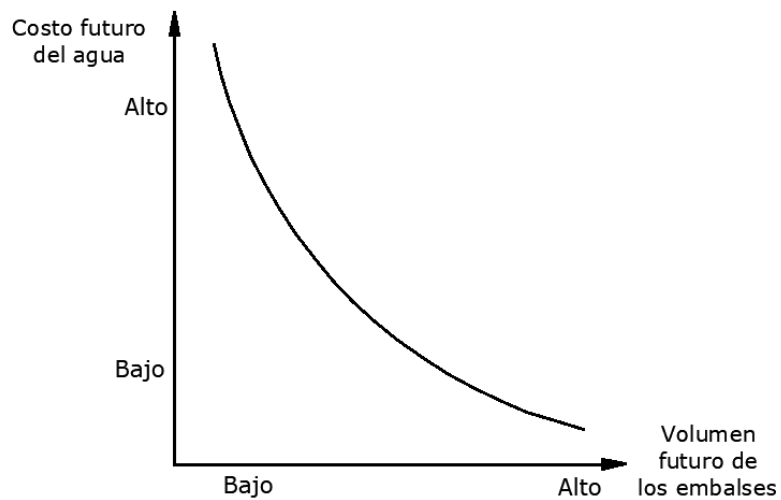


Figura 11. Costo futuro del agua vs volumen futuro de los embalses.

La mejor decisión del DHT es cuando se equilibra el costo futuro y el costo presente del agua tal y como se ve en la siguiente figura:

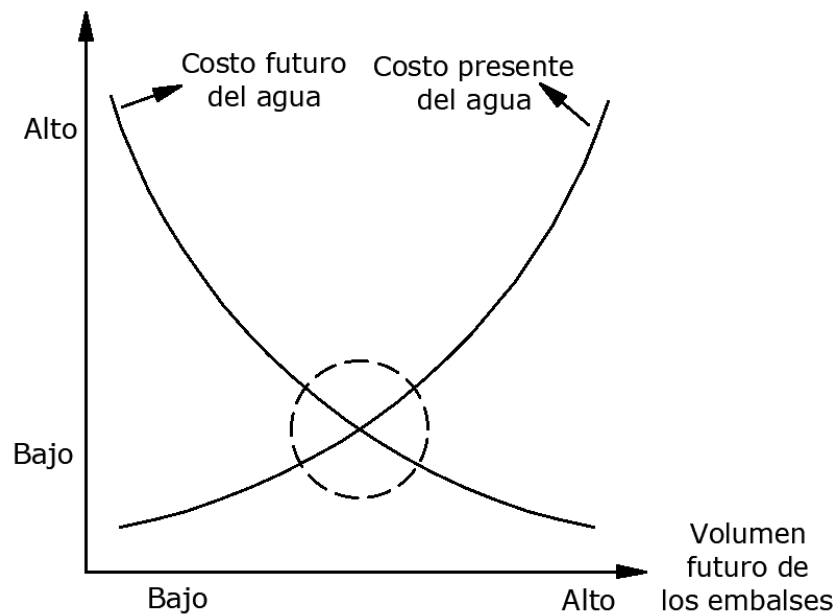


Figura 12. Mejor decisión en el DHT.

2.3. Componentes

Como se ha venido mencionando, el problema de despacho hidrotérmico no resuelve el problema de transmisión, por lo tanto, sus componentes generales son las centrales de generación, la razón por la cual se genera la energía, los consumidores.

2.3.1. Centrales de generación

Como se pudo observar en la sección 1.6 de este documento (Capacidad y demanda del sector eléctrico colombiano) la diversificación de la matriz energética es algo que está ocurriendo, por lo tanto, las centrales ahora no solo son térmicas e hidráulicas, pero son el componente principal y mayoritario a la fecha, adicional a lo mencionado anteriormente, son los dos tipos de centrales que se usaron para hacer el análisis del cual es propósito del presente documento, por lo tanto, se ampliará más la información de estos dos tipos de centrales.

2.3.1.1. Centrales térmicas

Funcionan con un energético primario que tiene un costo, por lo general es:

- Carbón;
- Gas natural;
- Biomasa;
- Biogás;

- Combustibles líquidos:
 - Diesel;
 - Biodiesel;
 - Aceites;
 - Alcoholes combustibles;
 - Jet A1.

Hay casos particulares como las centrales nucleares y centrales que usan el calor del sol para su funcionamiento, en este documento se hablará de las que usan un combustible como los anteriores mencionados.

El Funcionamiento De Una Central Térmica

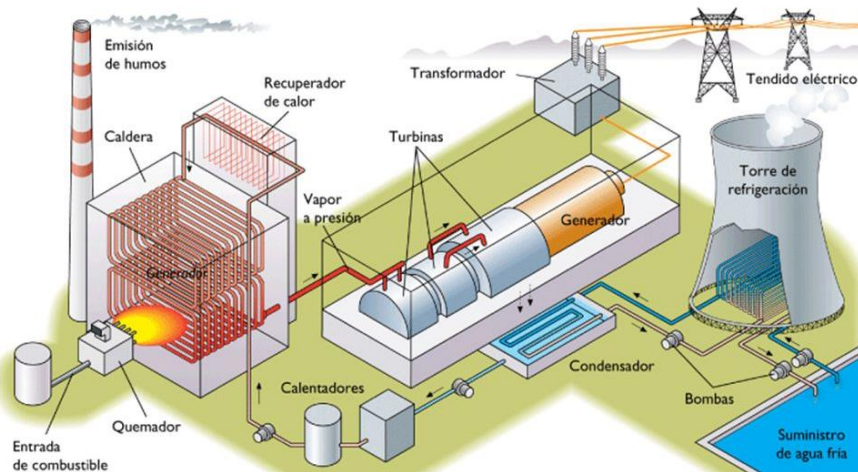


Figura 13. Esquema general de una central térmica.

Básicamente utilizan un combustible fósil para generar calor y así producir vapor d agua que previamente debe estar destilada, este vapor de agua pasa a través de unas tuberías de presión que llegan a un sistema turbina generador y por medio de este sistema se genera energía eléctrica, al ser esta agua destilada (lo cual nos dice que tuvo que pasar por un proceso con algún costo) lo que se hace es que se pasa a través de un condensador donde se enfría después de que sale del sistema turbina generador y esta agua destilada vuelve a pasar a la caldera, teniendo así un circuito cerrado de agua. Para estas centrales:

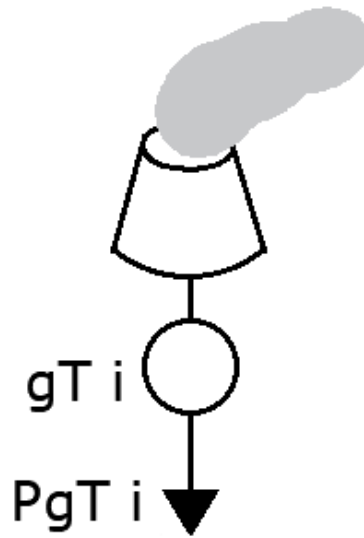


Figura 14. Esquema de una central térmica para diagrama de nodo único.

Donde:

- P_{gTi} : potencia activa generada por la planta. Se asume que esta potencia permanece constante durante un periodo de tiempo, por ejemplo, una hora.
- $gT i$: central de generación térmica i .

Ventajas:

- Al no depender de condiciones climáticas representan un respaldo en la disponibilidad constante de electricidad de los sistemas hidroeléctricos.
- Bajos costos de inversión.

Desventajas:

- Emiten gases de efecto invernadero.
- Los combustibles que usan, al ser fósiles, son finitos.
- La energía que sale por una central térmica se encuentra entre el 30% y el 40% de la energía suministrada, es decir, del energético primario solo el 30% o 40% se convierte en energía eléctrica, el 70% restante se convierte en calor y se disipa sin ser aprovechado, debido a esto algunas centrales han instalado recuperadores de calor tal y como se ve en la figura 9, aunque así no se aprovecha por completo el calor que es disipado.

Como se indicó anteriormente, algunas centrales termoeléctricas aportan al efecto invernadero expulsando dióxido de carbono a la atmósfera, generando daños en el medio ambiente. Pero también se debe considerar que la masa de este gas emitida por unidad de energía generada difiere de un caso a otro (Martínez, 2013).

Diferente es el juicio cuando el combustible empleado es el gas natural, ya que en éste por cada átomo de carbono existen cuatro de hidrógeno y éstos también provocan energía al ser transformados en agua, por lo que contaminan menos por cada unidad de energía que producen y la emisión de gases nocivos originarios de la combustión de impurezas, es mucho menor (Martínez, 2013).

En el caso de las centrales nucleares, que obtienen el calor mediante la fisión controlada de núcleos de uranio, no se contribuye al efecto invernadero, pero se tienen dificultades con los residuos radioactivos que deben ser guardados durante miles de años y existe la posibilidad de accidentes (Martínez, 2013).

Como se mencionó anteriormente, el costo de generación de una central térmica puede ser cuadrático tal y como se muestra en la siguiente figura:

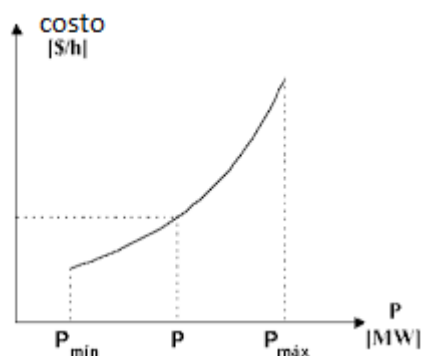


Figura 15. Curva costo vs potencia generada en una central térmica.

2.3.1.2. Centrales hidráulicas

Es aquel tipo de central en el que se aprovecha la energía potencial gravitacional y la energía cinética del agua, para así, por un proceso de transformación de energía, obtener energía eléctrica, este proceso se realiza a través de un sistema turbina-generador. La cantidad de energía aprovechada depende el desnivel o la altura desde que cae el agua hasta la turbina, esto se puede lograr de forma natural o con un embalse.

El agua pasa del embalse por una tubería (también llamada tubería de carga) hasta la turbina que al estar acoplada al generador produce la energía eléctrica, y luego pasa a través de otra tubería (también llamada tubería de descarga) para que así el agua vuelva a seguir el cauce del río.

En cuanto a capacidad de generación de electricidad, existen dos características principales que distinguen a una central hidroeléctrica, la potencia y la energía garantizada en un periodo de tiempo determinado. La potencia depende del desnivel que hay desde el nivel medio del embalse y el nivel medio de las aguas debajo de la central, del máximo caudal turbinable, y de las propiedades individuales de las turbinas y de los generadores utilizados en la transformación. Antes de un periodo establecido de tiempo, por lo general un año, se garantiza cierta cantidad de energía establecida a partir de valoraciones que tienen en cuenta el volumen útil del embalse y la potencia instalada (Martínez, 2013).

Ventajas:

- No produce gases de efecto invernadero*
- El costo se considera igual a cero, puesto que se usa agua de afluentes.
- Vida útil relativamente larga.
- Pueden ayudar a controlar inundaciones.
- El embalse se puede usar de forma recreativa.

*Cuando la central cumple con todos los requisitos medioambientales durante su construcción, puesto que a veces, como en la central El Quimbo, ubicada en el departamento de Huila, quedan grandes cantidades de material vegetal en el fondo del embalse, este se descompone y genera gas metano (por lo general). Aun así, como lo menciona Sara Fuentes (2017) en su artículo *Tecnologías para la Captura de metano (CH₄) en centrales hidroeléctricas* en algunas centrales en las cuales se tomaron todas las medidas se ha visto que del embalse sale gas metano también.

Desventajas:

- Grandes costos de inversión.
- Largo tiempo de construcción.
- Desplazamiento de poblaciones y animales.
- Cambio en la geografía.
- Dependen mucho de las condiciones climáticas, por lo tanto, su disponibilidad de generación depende de una variable estocástica.

2.3.1.2.1. Centrales filo de agua

Las centrales filo de agua se caracterizan porque tienen muy baja capacidad de regulación, esto indica, que su embalse no es lo suficientemente grande para almacenar energía para periodos largos, o sea, solo almacena para corto plazo. Esencialmente son centrales de gran caudal y de poca altura. Para este tipo de central:

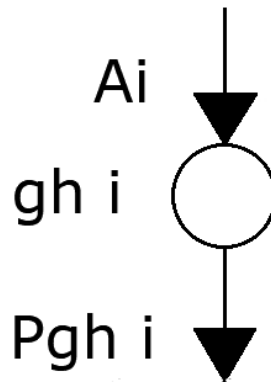


Figura 16. Esquema de una central filo de agua para diagrama de nodo único.

Donde:

- P_{ghi} : potencia activa generada por la planta. Se asume que esta potencia permanece constante durante un periodo de tiempo, por ejemplo, una hora.
- A_i : afluencia en $\frac{m^3}{s}$, $\frac{Hm^3}{h}$ o $\frac{Hm^3}{mes}$, caudal de agua en la entrada de la central.
- $gh\ i$: central de generación hidráulica i .

Se asume que la hidrología de una central filo de agua es altamente previsible y se usan turbinas tipo Francis. Tipos de centrales filo de agua:

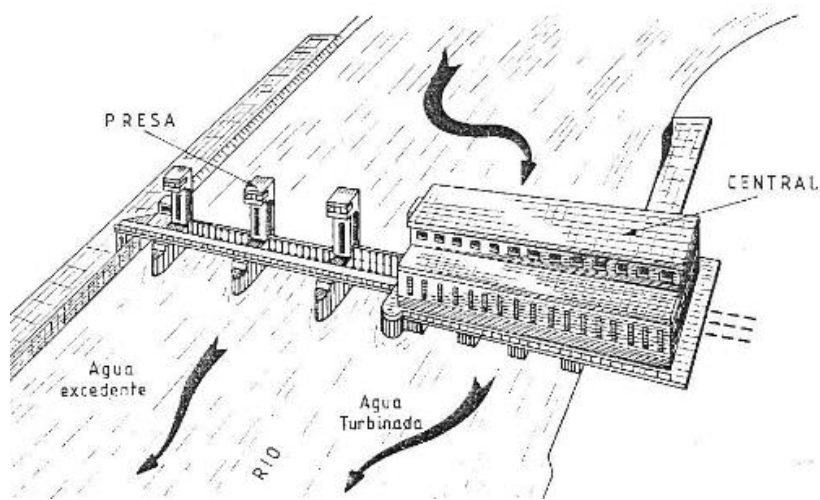


Figura 17. Central filo de agua sin canal de desviación.

Este tipo de central filo de agua es construida sobre el cauce del río, como se puede ver en la imagen. En el caso de grandes centrales tienen una presa o embalse con una capacidad de volumen que les permite retener el agua para generar en condiciones de baja hidrología y a potencia nominal durante periodos muy cortos de tiempo (horas o pocos días), así mismo, como se puede ver, tiene un gran caudal, además de que se hace notorio un vertimiento o agua no aprovechada, lo cual es inevitable en este tipo de centrales.

Aun así, no debe pensarse que este tipo de centrales son pequeñas, por ejemplo, la central hidroeléctrica tres gargantas, ubicada en la República Popular China, es la central con la mayor capacidad instalada del mundo (22500 MW) y es una central filo de agua, tal y como se puede ver en la siguiente figura:



Figura 18. Central hidroeléctrica tres gargantas.

Su altura no supera los 200 m, pero maneja un caudal muy grande (caudal medio de $31900 \frac{m^3}{s}$).

Adicionalmente existen centrales filo de agua que tienen canal de desviación, tal y como se ve en la siguiente figura:

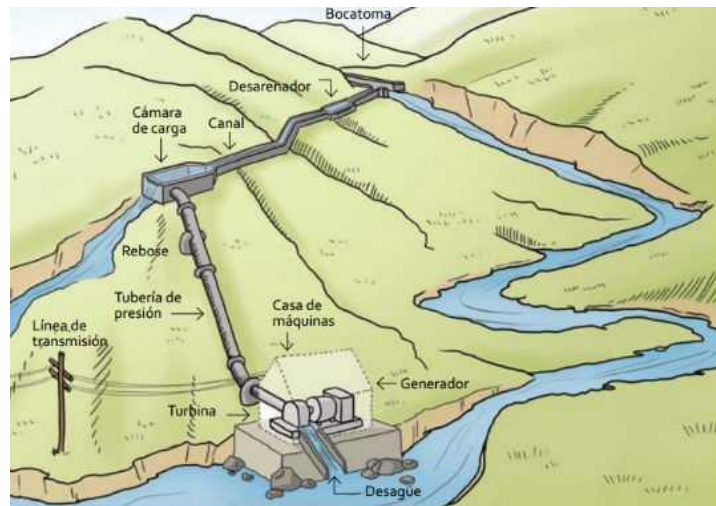


Figura 19. Central filo de agua con canal de desviación.

Este tipo de centrales se caracterizan por ser, por lo general, pequeñas centrales, aunque vale la pena recordar que cada regla tiene la excepción.

2.3.1.2.2. Centrales de embalse

Son centrales que tienen buena capacidad de regulación, esto indica, que pueden almacenar agua para generar energía eléctrica en periodos significativos de tiempo (meses, semestres y años). Las centrales de embalse permiten regular el precio de la energía eléctrica, para cumplir esta función deben tener disponibilidad tanto en los periodos húmedos como en los secos, esta labor la realiza el embalse.

Al almacenar agua en el embalse en los periodos húmedos y usarla en periodos secos, como se mencionó anteriormente, se desplaza la operación de las centrales térmicas que son más costosas lo cual tiene un impacto económico del cual se hablará más tarde.

Las centrales de embalse se caracterizan por ser de gran altura, normalmente 200 metros o más (salto nominal de Guavio 1100m). Además de su gran altura se caracterizan por ser de bajo caudal, usan turbinas tipo Pelton.

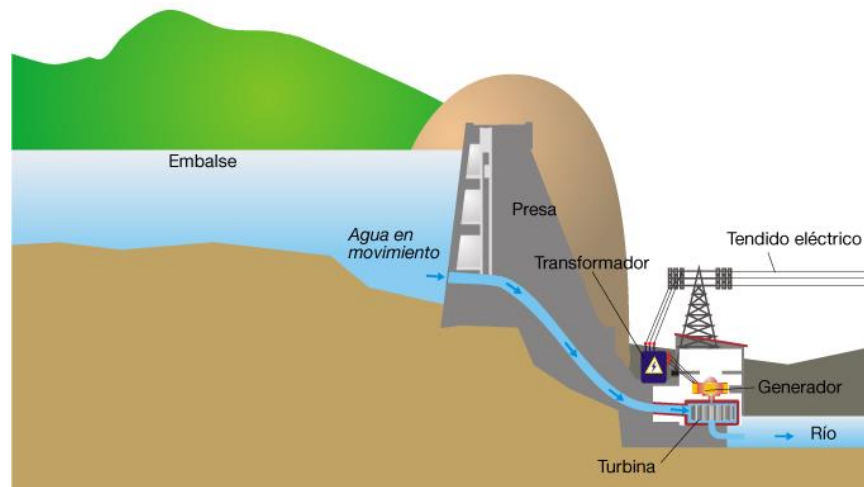


Figura 20. Central de embalse.

Estas centrales tienen un vertedero pequeño comparado con las centrales filo de agua. Se construye por seguridad para crecidas, pero en el caso de las centrales de embalse lo deseable es que el vertimiento sea cero.

Para el diseño de estas centrales se requiere un análisis de hidrología que involucre periodos largos de tiempo. Además, se parte del supuesto que en el futuro la hidrología se comporta igual que en el pasado.

Para analizar la hidrología se consideran:

- A. El histograma;
- B. La curva de duración de caudal;
- C. La curva de promedios mensuales multianuales (PMM).

Histograma: Grafica que muestra los caudales de los afluentes de la central en forma cronológica, por ejemplo:

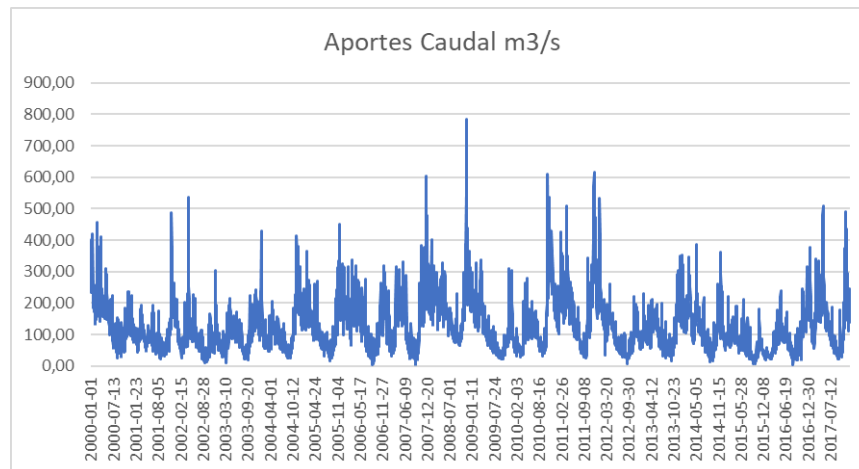


Figura 21. Histograma.

Los datos de la columna son los valores de caudal, mientras que los datos del eje horizontal son fechas o datos de tiempo.

Curva de duración de caudal: es una gráfica que muestra los mismos datos del histograma, pero ordenados de mayor a menor, por ejemplo:

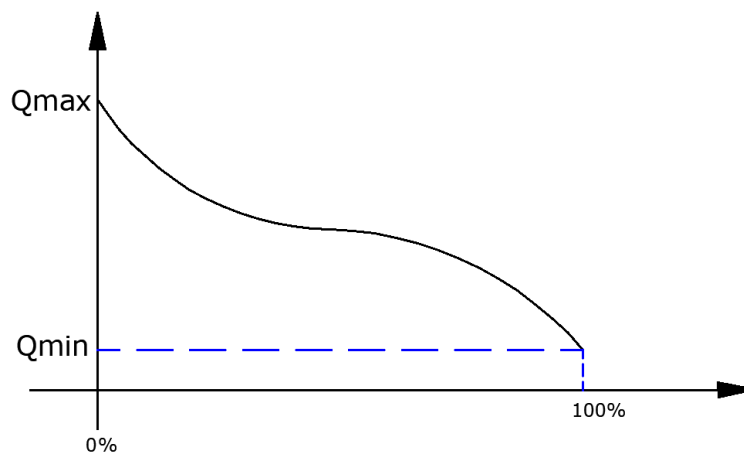


Figura 22. Curva de duración de caudal.

Esto indica la probabilidad de tener un caudal u otro y también nos indica la energía asegurada que tendría la central, por lo general, las centrales se construyen para operar con el caudal del 95% de la gráfica, al construir una central, la curva cambia y queda de la siguiente manera:

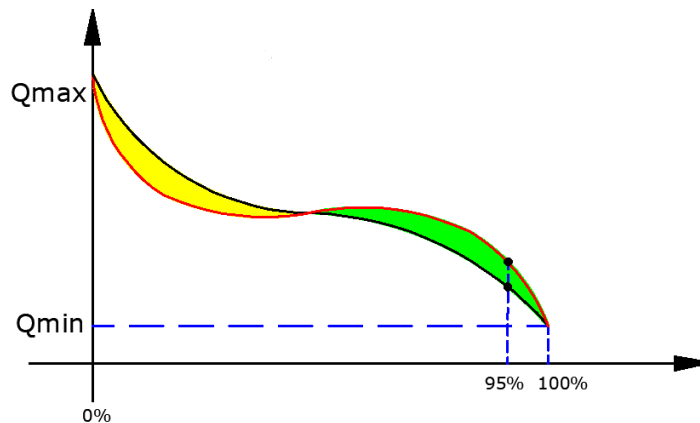


Figura 23. Curva de duración de caudal con el efecto del embalse.

En esta gráfica, la línea roja es la línea que queda después del efecto del embalse, el área amarilla significa agua que se va a desplazar por efecto del embalse y se va a desplazar al área verde, teniendo así mayor energía asegurada en el 95% tal y como se puede observar en la figura 23, justificando así, la construcción del embalse.

Curva de promedios mensuales multianuales (PMM): esta curva, como su nombre lo indica, muestra el promedio de cada mes durante los años que se tenga en el histograma, lo que indica, por ejemplo, un promedio del caudal de todos los meses de marzo que se tengan. Una gráfica de la curva de PMM sería, por ejemplo:

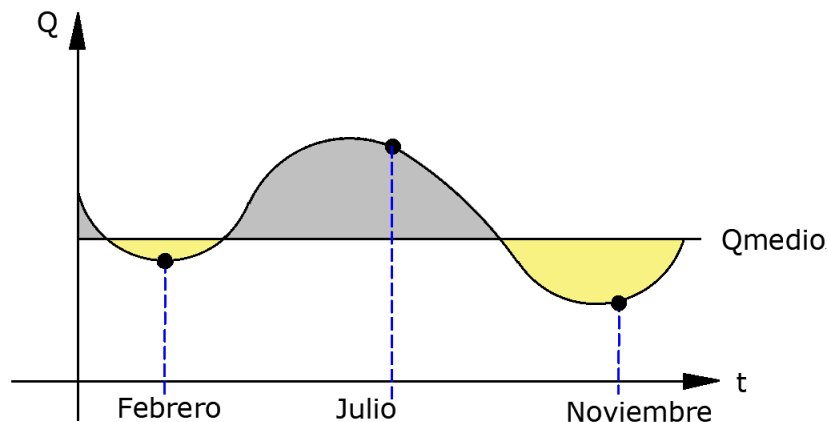


Figura 24. Curva de promedios mensuales multianuales.

En esta gráfica, se puede notar que el área que está por encima del caudal promedio se considera como periodos húmedos (en color gris), y el área que está por debajo del caudal promedio como periodos secos (en color amarillo). Para estas centrales:

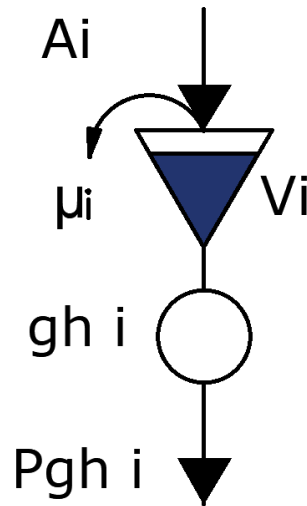


Figura 25. Esquema de una central de embalse para diagrama de nodo único.

Donde:

- P_{ghi} : potencia activa generada por la planta i . Se asume que esta potencia permanece constante durante un periodo de tiempo, por ejemplo, una hora.
- A_i : afluencia en $\frac{m^3}{s}$, $\frac{Hm^3}{h}$ o $\frac{Hm^3}{mes}$, caudal de agua en la entrada de la central.
- gh_i : central de generación hidráulica i .
- V_i : Volumen del embalse de la central i .
- μ_i : turbinamiento en la central i en $\frac{m^3}{s}$, $\frac{Hm^3}{h}$ o $\frac{Hm^3}{mes}$.

2.3.2. Consumidores

El consumidor de energía es quien establece las necesidades de generación, y por ende, la razón por la cual es necesario un modo de entregarle energía que para el caso colombiano es el despacho dinámico lineal o despacho hidrotérmico. Así mismo, entre los consumidores hay tipos o categorías que deben ser atendidos con diferente prioridad, esto se realiza de la siguiente manera:

2.3.2.1. Cargas de primera categoría

Son aquella en las que una interrupción corta del suministro de energía eléctrica causa importantes prejuicios al consumidor (riesgo de muerte, daños en procesos de fabricación en masa, daños a equipos costosos, maquinas controladas por equipos electrónicos, centros hospitalarios, sistemas de transporte masivo, etc.). Estas cargas deben tener sistemas alternos de alimentación con control automático y plantas de generación (autogeneración) (Ramírez, 2009).

2.3.2.2. Cargas de segunda categoría

Bajo esta categoría se clasifican todas las cargas en las que una pequeña interrupción (no mayor de 5 minutos), no causa grandes problemas al consumidor. Pertenecen a este grupo las fábricas medianas que no tienen complicados y delicados procesos de fabricación pero que causan desocupación de empleados y obreros, etc. (Ramírez, 2009).

2.3.2.3. Cargas de tercera categoría

Se clasifican aquí el resto de consumidores, los cuales pueden tener un tiempo de interrupción en un intervalo mayor a una hora y menor a cinco horas, en un mes durante el cual no se causa mayores perjuicios. Son entonces los usuarios residenciales, poblaciones rurales, pequeñas fábricas, etc. La CREG (*sic* Comisión Reguladora de Energía y Gas) ha establecido como metas para el DES y FES de 3 y 9 respectivamente (Ramírez, 2009).

2.4. Impacto del DHT

2.4.1. Impacto en la economía

Al ser este un problema de optimización, este busca el costo mínimo de la energía, por ende, influye fuertemente en la economía, adicionalmente, es un camino que propicia la comercialización, transacciones y creación de diferentes empresas (algunas de carácter público o mixto) que son coordinadas de la mejor manera, para así, obtener un costo energético económico y una ganancia para dichas empresas.

Asimismo, cuando por ejemplo se penaliza con impuestos el uso de combustibles para la generación, y sea necesario la utilización de centrales térmicas puesto que las hidráulicas no tengan la capacidad de satisfacer toda la demanda, este impuesto se verá reflejado en las tarifas que llegan a los usuarios, así lo afirma Mónica Gasca en su artículo *Análisis del impacto de los impuestos al carbono sobre el mercado eléctrico colombiano*. De la misma manera ocurre con los productores de dichos combustibles, y que, en el caso del carbón, un producto nacional, desincentiva su uso y por lo tanto se verán reflejadas menos regalías para el estado.

2.4.2. Impacto en el medio ambiente

Debido a que el costo de operar con centrales térmicas es más alto que en las centrales hidráulicas (dependiendo de las ofertas de precio de ambas), el modelo de optimización evita su uso lo más posible, entre menos se use una central térmica menos emisiones de gases de efecto invernadero produce (dióxido de carbono (CO₂), dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x), entre otros).

También hay que tener en cuenta que debido a que se realiza el despacho hidrotérmico en el país, periódicamente se realizan subastas de diferentes categorías para garantizar la capacidad instalada disponible en el país, de las cuales, la última, como se mencionó en el capítulo 1.6, se vio favorecido el sector de las renovables no convencionales, pero también se adicionó una parte importante de centrales térmicas, estas son las particularidades y los impactos más notables del DHT.

2.5. Modelo matemático

Anteriormente, en la sección 2.3, se vio que las centrales hidráulicas tienen una potencia asociada, matemáticamente, dicha potencia se expresa de la siguiente manera:

$$P_{ghi} = \rho i . \mu i$$

Donde:

P_{ghi} : potencia activa de una central hidráulica i (MW o GW).

μi : turbinamiento, cantidad de agua que pasa por la turbina en el instante o periodo de análisis $\left(\frac{m^3}{s} , \frac{Hm^3}{s} , \frac{Hm^3}{hora} \text{ o } \frac{Hm^3}{mes} \right)$.

ρ_i : factor de rendimiento o productividad, es una relación entre la potencia que puede generar la central hidráulica i con respecto a la cantidad de agua que es turbinada $\left(\frac{MW}{\frac{m^3}{s}}, \frac{MW}{\frac{Hm^3}{s}}, \frac{MW}{\frac{Hm^3}{hora}} \text{ o } \frac{MW}{\frac{Hm^3}{mes}} \right)$.

Así mismo, las centrales tienen asociada una ecuación denominada ecuación de equilibrio hidráulico, dicha ecuación es la siguiente:

$$V_t = V_{t-1} + At\Delta t - \mu_t\Delta t - St\Delta t$$

Donde:

V_t : Volumen en el embalse en el periodo t .

V_{t-1} : Volumen en el embalse en el periodo $t-1$.

At : afluencia en el periodo t .

Δt : Periodo de análisis (horas, semanas, meses, dependiendo del horizonte del problema bien sea largo, mediano o corto plazo).

μ_t : Turbinamiento de la central en el periodo t .

St : Vertimiento de la central en el periodo t .

Cuando se analiza matemáticamente una central de embalse del sistema debe ser dividido en periodos de tiempo asociados al horizonte de planeamiento y el volumen debe discretizarse entre el volumen mínimo y el máximo para definir los escenarios de generación y siempre se busca la ruta optima. La siguiente figura es un ejemplo de lo anteriormente mencionado, para un horizonte de planeamiento de n periodos, con 4 divisiones al volumen, un volumen inicial en el medio y un volumen final en el mínimo.

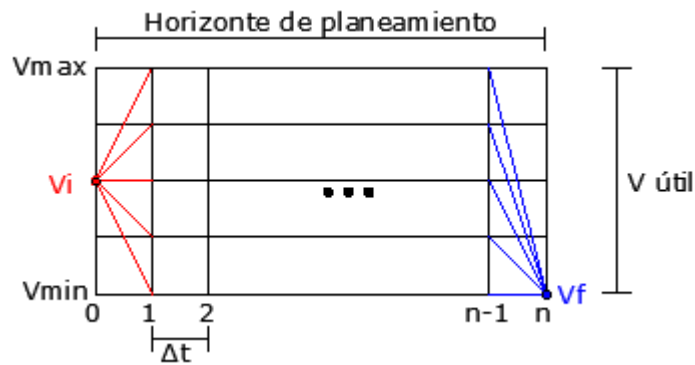


Figura 26. Ejemplo de las divisiones de tiempo al horizonte de planeamiento y divisiones al volumen.

Las líneas rojas que salen del periodo 0 al periodo 1 representan los posibles escenarios de generación, cada escenario de generación llega a la meta de generación o volumen final como se ve con las líneas azules que van desde $n-1$ a n . la meta de generación a largo plazo (por lo general 20 años) es cero (Volumen mínimo permisible en los embalses).

Entre mayor sea el horizonte de planeamiento en el despacho a largo plazo mayor es la disponibilidad de agua para los periodos internos. El análisis a largo plazo se hace para 20 años, pero en realidad es para hacer el despacho horario del día siguiente, es decir, el despacho a largo plazo se debe hacer cada día solo con el objetivo de hacer el despacho a corto plazo (horario del día siguiente) puesto que con los resultados del despacho a largo plazo se realizan los estudios de despacho a mediano plazo y con los resultados que arroja ese estudio (volumen final de los embalses) se hacen los estudios de despacho a corto plazo .

El efecto combinacional entre embalses es notable, por ejemplo, dos embalses analizados por separados son 30 casos de optimización, pero en realidad al estar relacionados resultan 99 casos.

Cada escenario de generación es un problema de optimización local que debe resolverse por mérito. El DHT está formulado matemáticamente como un problema de optimización (que tiene más de una solución). La formulación es la siguiente:

Función objetivo + restricciones

2.5.1. Parámetros y variables

$A_{j,t}$: Afluencia de la central hidráulica j en el periodo t \forall las plantas y \forall los periodos.

$CT_{i,t}$: Costo de operación de la central térmica i en el periodo t

$Pg_{Ti,t}$: Potencia generada por la central térmica i en el periodo t.

Cr_t : Costo de racionamiento en el periodo t.

Gr_t : Generador de racionamiento o potencia racionada en el periodo t.

$CS_{j,t}$: Costo de vertimiento de la central hidráulica j en el periodo t.

$S_{j,t}$: Vertimiento de la central hidráulica j en el periodo t.

$Pg_{Hj,t}$: Potencia generada por la central hidráulica j en el periodo t.

$dtotal$: Demanda total en el periodo t.

$V_{j,t}$: Volumen del embalse de la central j en el periodo t.

$V_{j,t-1}$: Volumen del embalse de la central j en el periodo t-1.

$\mu_{j,t}$: turbinamiento de la central j en el periodo t.

$S_{j,t}$: Vertimiento de la central j en el periodo t.

ρ_j : factor de rendimiento o productividad, es una relación entre la potencia que puede generar la central hidráulica j con respecto a la cantidad de agua que es turbinada. En las centrales térmicas se conoce como Heat rate y es una relación entre la cantidad de combustible y la potencia que se genera.

μ_{jmax} : turbinamiento máximo de la central j.

2.5.2. Función objetivo

La función objetivo consiste en minimizar el costo de generación. El costo de generación esta expresado de la siguiente manera:

$$\text{costo de generación} = \sum_{i=1}^m \sum_{t=1}^T CT_{i,t} Pg_{Ti,t} \Delta t + \sum_{t=1}^T Cr_t Gr_t \Delta t + \sum_{j=1}^n \sum_{t=1}^T CS_{j,t} S_{j,t} \Delta t$$

Donde se establece que el costo total de generación es el costo de operación de las centrales térmicas (puesto que se asume que las hidráulicas tienen costo cero) más el costo del racionamiento (penalización) más el costo del vertimiento (penalización).

2.5.3. Restricciones

Para la función objetivo (sección 2.5.2) se tienen las siguientes restricciones.

2.5.3.1. Equilibrio eléctrico

$$\sum_{i=1}^m Pg_{Ti,t} + \sum_{j=1}^n Pg_{Hj,t} + Gr_t = dtotal \quad t = 1,2,3, \dots, T.$$

Donde se establece que la demanda total del sistema en el periodo t es igual a la suma de la potencia generada por las centrales térmicas e hidráulicas más el racionamiento o potencia racionada en el periodo t.

2.5.3.2. Equilibrio hidráulico

$$V_{j,t} = V_{j,t-1} + A_{j,t}\Delta t - \mu_{j,t}\Delta t - S_{j,t}\Delta t \quad j = 1,2,3, \dots, n; \quad t = 1,2,3, \dots, T.$$

Donde se establece que el volumen del embalse de la central j en el periodo t es igual al volumen del embalse en el periodo anterior (t-1) más la afluencia del embalse de la central j en el periodo t menos lo que se turbinó en dicha central en el periodo t menos lo que se vierte en dicha central en el periodo t.

2.5.3.3. Ecuación de acople electrohidráulico

$$Pg_{Hj,t} = \rho_j \mu_{j,t} \quad j = 1,2,3, \dots, n; \quad t = 1,2,3, \dots, T.$$

Esta ecuación (como se mencionó al inicio de la sección 2.5) establece como se relaciona la cantidad de agua que pasa por la turbina y la hace mover y la potencia que genera cada central j en el periodo t .

2.5.3.4. Restricciones de capacidad de turbinamiento

$$0 \leq \mu_{j,t} \leq \mu_{jmax} \quad j = 1,2,3, \dots, n; \quad t = 1,2,3, \dots, T.$$

Esta restricción establece que el turbinamiento de la central j en el periodo t no puede ser negativo, es decir, que el/los generadores de la central se motoricen y que a su vez el turbinamiento no debe exceder su máximo.

2.5.3.5. Restricciones de volumen

$$V_{jmin} \leq V_{j,t} \leq V_{jmax} \quad j = 1,2,3, \dots, n; \quad t = 1,2,3, \dots, T.$$

Esta restricción establece que el volumen del embalse no puede sobrepasar sus límites, tanto inferior como superior, esto es importante por cuestiones operativas, como se explica en la siguiente figura:

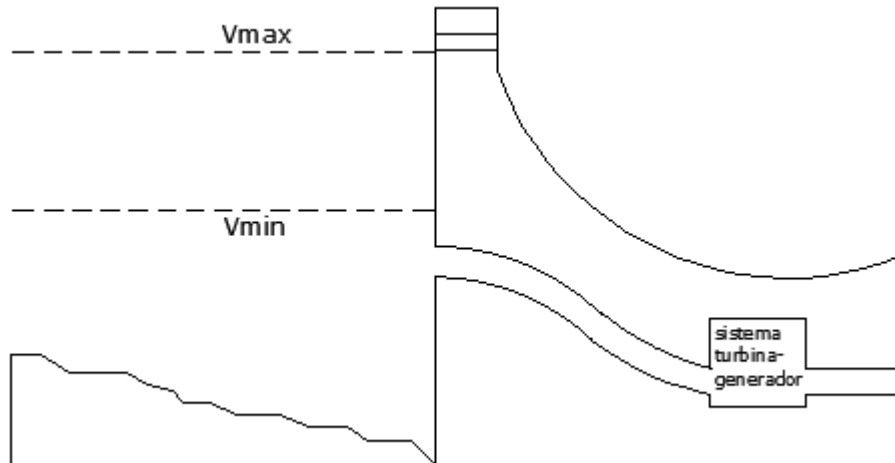


Figura 27. Volumen máximo y mínimo en una central.

Si el volumen sube más del volumen máximo, por seguridad, debe de usarse el vertedero puesto que si esa cantidad tan grande de agua pasa por encima de la central la destruye, si el volumen es inferior al volumen mínimo, a la turbina no entraría solo agua sino también aire pues se puede generar un remolino, lo cual produce un efecto llamado cavitación y esto destruye la turbina.

2.5.3.6. Restricciones de capacidades de potencia

$$Pg_{Hjmin} \leq Pg_{Hj,t} \leq Pg_{Hjmax} \quad j = 1,2,3, \dots, n; \quad t = 1,2,3, \dots, T.$$

Este límite puede ser económico o también por cuestiones operativas, debido a que en las centrales térmicas se asocia el límite mínimo por inflexibilidad, la inflexibilidad consiste en que una central térmica, se demora mucho tiempo en arrancar o parar, por lo tanto, no es posible una correcta operación de dicha central si la central es despachada en diferentes intervalos de tiempo y la maquina no alcanza a parar y volver a arrancar entre esos intervalos, por ejemplo, si una central demora arrancando quince horas y en cierto periodo sale despachada y doce horas después vuelve a salir despachada, esta central no puede parar en esas doce horas y tiene que generar una potencia mínima puesto que su tiempo de arranque y parada es muy extenso. Para las centrales térmicas la restricción es la siguiente:

$$Pg_{Timin} \leq Pg_{Ti,t} \leq Pg_{Timax} \quad i = 1,2,3, \dots, n; \quad t = 1,2,3, \dots, T.$$

Capítulo 3.

3. CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio está conformado por seis centrales hidráulicas (tres de ellas filo de agua) y cinco térmicas, para un periodo de dos años (2009 y 2010).

3.1. Centrales hidráulicas del caso de estudio

Como se mencionó al principio de este capítulo el caso de estudio está conformado por seis centrales hidráulicas, de las cuales tres son de embalse y tres son filo de agua, dichas centrales serán detalladas a continuación. Todas las centrales están conectadas al SIN y sus datos fueron tomados de XM.

3.1.1. Central hidroeléctrica de Guatapé

Pertenece al aprovechamiento del río Nare, regulado por el embalse El Peñol - Guatapé. Está ubicada en el sitio conocido como La Araña, jurisdicción del municipio de San Rafael, al Oriente del departamento de Antioquia, a 100 kilómetros de Medellín.

Su capacidad instalada es de 560 MW (nominal y efectiva) entregados por ocho unidades generadoras de igual capacidad, accionadas por turbinas tipo Pelton de eje vertical. Es propiedad de Empresas Públicas de Medellín (EPM).

La central hidroeléctrica Guatapé utiliza las aguas del río Nare, que se desvía al río Guatapé para aprovechar una diferencia de nivel de 810 metros entre las cuencas de estos dos ríos. La primera etapa fue puesta en servicio entre 1971 y 1972 y la segunda en 1979. Cada etapa está compuesta por cuatro unidades generadoras. Esta central contribuye al sistema con 2.730 GWh de energía media anual, prácticamente todos firmes, dada la gran capacidad de regulación del embalse (EPM, 2020).

Para su construcción fue necesaria la demolición (literalmente) del casco urbano de El Peñol, así como diversas viviendas rurales, tanto en El Peñol como en Guatapé. Sus características son las siguientes:

- $\mu_{max}: 79,9109564 \frac{m^3}{s}$
- $\rho: 7,0078 \frac{MW}{\frac{m^3}{s}}$
- $V \text{ maximo util}: 4078,46 \text{ GWh}$
- Tipo de turbina: Pelton

Sus graficas características son las siguientes:

- Histograma:

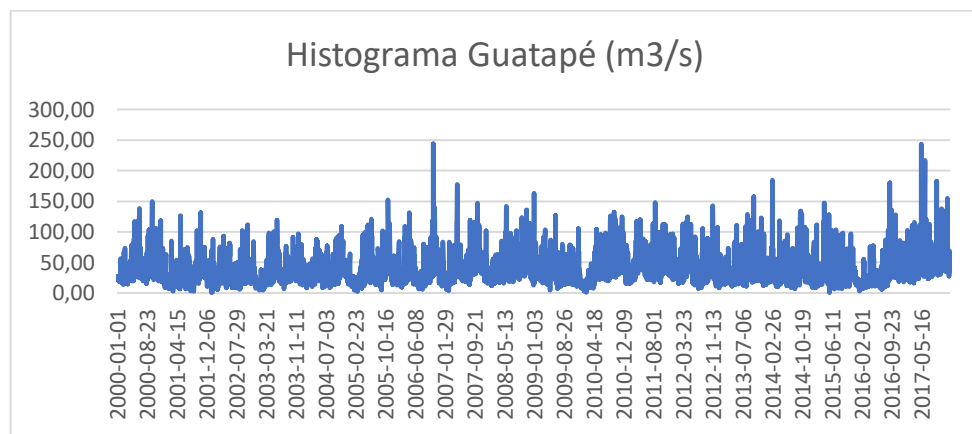


Figura 28. Histograma desde el año 2000 hasta el 2017.

Para el caso de estudio:

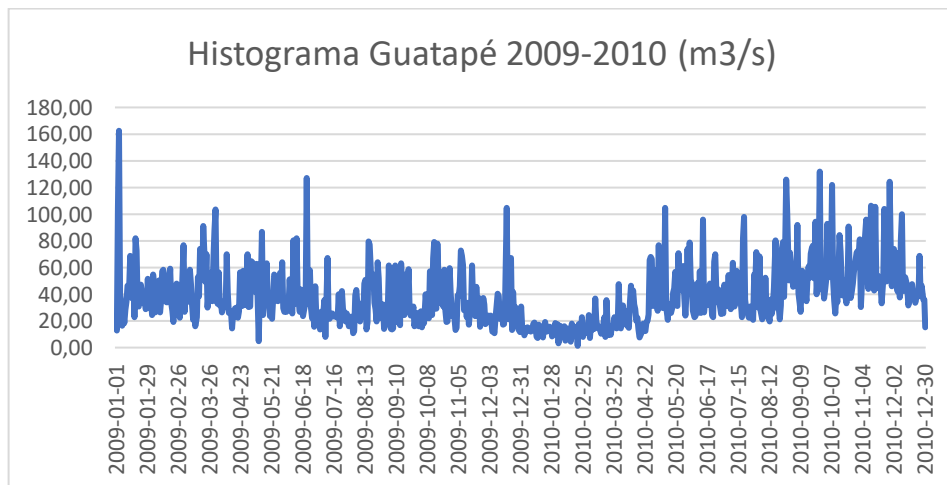


Figura 29. Histograma para el periodo de estudio.

- Curva de duración de caudal (sin considerar el efecto del embalse):

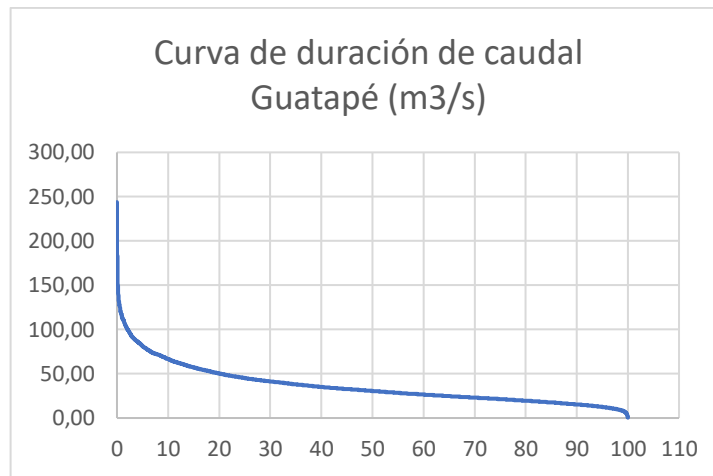


Figura 30. Curva de duración de caudal sin considerar el embalse.

- Curva de promedios mensuales multianuales (PMM):

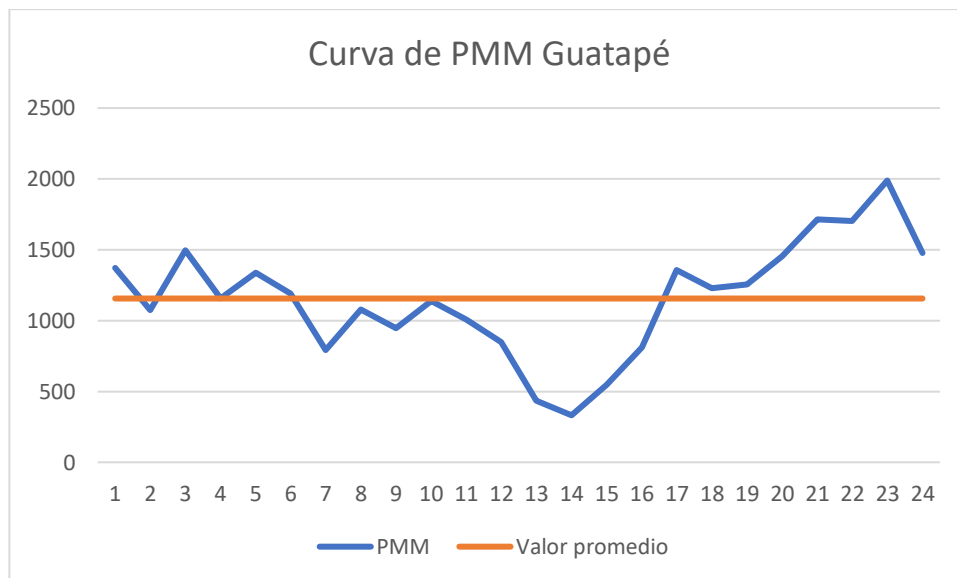


Figura 31. Curva de PMM.

Como se puede ver en esta curva (que es la curva de PMM del periodo de análisis) Guatapé se encuentra entre periodos húmedos (o de alta hidrología) y periodos secos (o de baja hidrología).



Figura 32. Foto del embalse Peñol- Guatapé desde la piedra del Peñol.



Figura 33. Casa de máquinas de la central.

3.1.2. Central hidroeléctrica del Guavio

La central hidroeléctrica del Guavio es la primera central en funcionamiento más grande de Colombia con una capacidad instalada de 1250 MW distribuidos en 5 unidades, es subterránea y está ubicada en la inspección de policía Mambita en el municipio de Ubalá en Cundinamarca a 120 km al noreste de Bogotá D.C., su embalse abarca los municipios de Ubalá, Gachalá, Gachetá, Gama y Junín, entró en operación el 15 de diciembre de 1992. El embalse que la alimenta, el embalse del Guavio está ubicado en la cabecera municipal del municipio de Gachalá, en el departamento de Cundinamarca, y represa las aguas de los ríos Guavio, Batatas y Chivor. La propiedad de la central hasta 1997 era de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) hoy día es del Grupo Enel. Sus características técnicas son las siguientes:

- μ_{max} : $126,897112 \frac{m^3}{s}$
- ρ : $9,8505 \frac{MW}{\frac{m^3}{s}}$
- $V_{maximo\ util}$: $2091,46\ GWh$
- Salto nominal 1100m
- Tipo de turbina: Pelton



Figura 34. Embalse del Guavio.

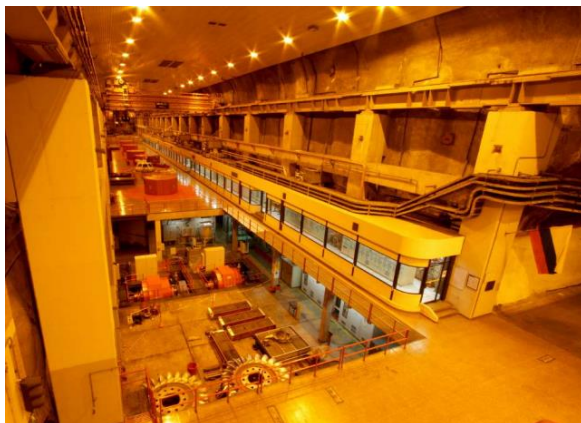


Figura 35. Casa de máquinas – Guavio.



Figura 36. Entrada a casa de máquinas.



Figura 37. Turbina tipo Pelton de Guavio.

Sus graficas características son las siguientes:

- Histograma:

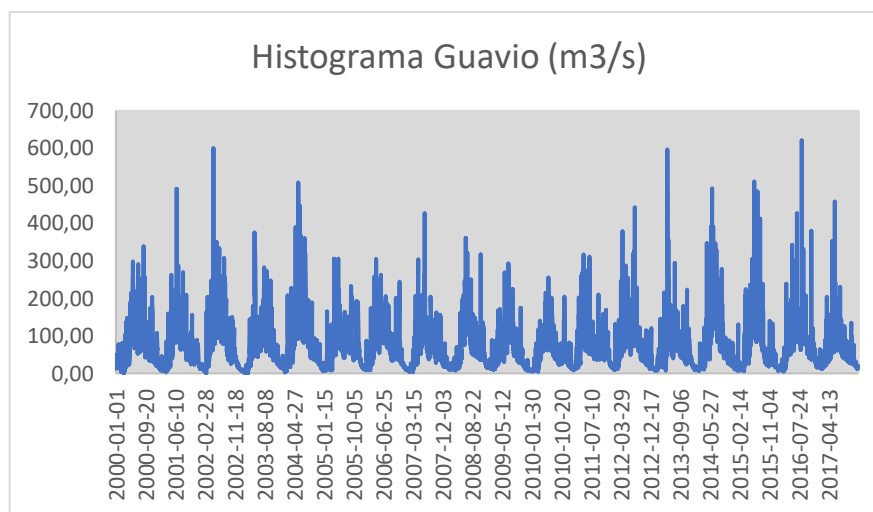


Figura 38. Histograma desde el año 2000 hasta el 2017.

Para el caso de estudio:

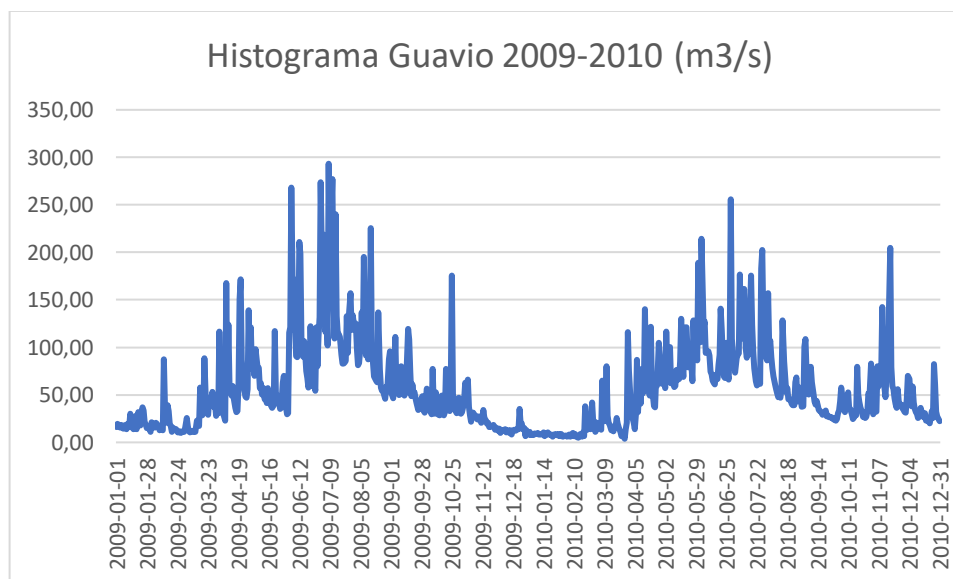


Figura 39. Histograma para el periodo de estudio.

- Curva de duración de caudal (sin considerar el efecto del embalse):

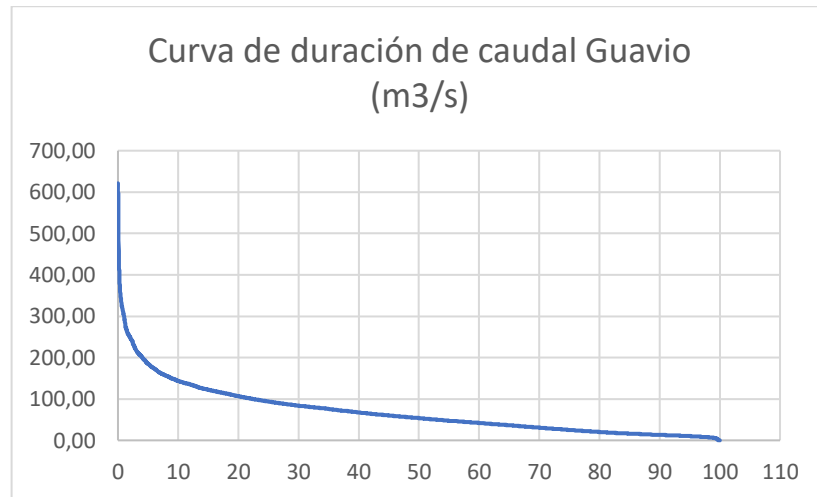


Figura 40. Curva de duración de caudal.

- Curva de promedios mensuales multianuales (PMM):

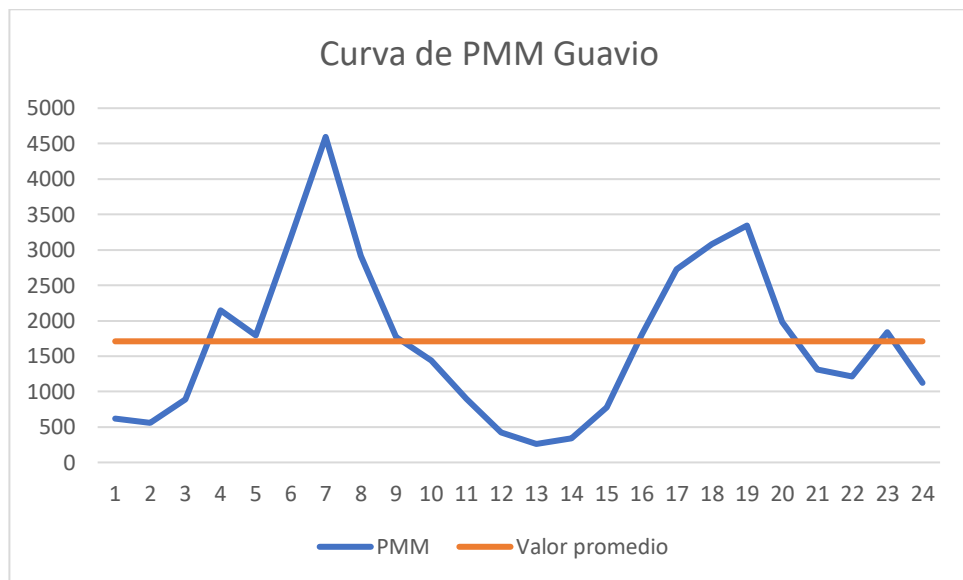


Figura 41. Curva de PMM Guavio.

3.1.3. Central hidroeléctrica de Chivor

La Central Hidroeléctrica de Chivor es la tercera central eléctrica con mayor capacidad instalada en Colombia, con una capacidad instalada de 1000 MW, se ubica en el municipio de Santa María en el departamento de Boyacá a 160 km de Bogotá es propiedad de AES CHIVOR & CIA SCA ESP. Su embalse llamado La Esmeralda tiene como principal afluente el río Batá, está ubicado en jurisdicción de los municipios de Macanal, Chivor y Almeida.

La primera etapa, iniciada en 1969, la emprendió la empresa estatal de Interconexión Eléctrica (ISA), luego de adquirir un préstamo al Banco Mundial, habilitándose 6 años después. En 1978, dio inicio la segunda etapa, tras un segundo préstamo del Banco, que involucró el desvío del cauce de dos pequeños ríos hacia el embalse. Al terminar la construcción en su totalidad ya habían transcurrido casi 30 años (por cuestiones de corrupción). Tras 20 años de operación, la central fue cedida al sector privado, en el contexto de la política estatal de privatización eléctrica. Sus características son:

- μ_{max} : $145,484171 \frac{m^3}{s}$
- ρ : $6,8736 \frac{MW}{\frac{m^3}{s}}$
- $V_{maximo\ util}$: 1112,97 GWh
- Tipo de turbina: Pelton



Figura 42. Embalse La Esmeralda.



Figura 43. Casa de máquinas Chivor.

Sus graficas características son las siguientes:

- Histograma

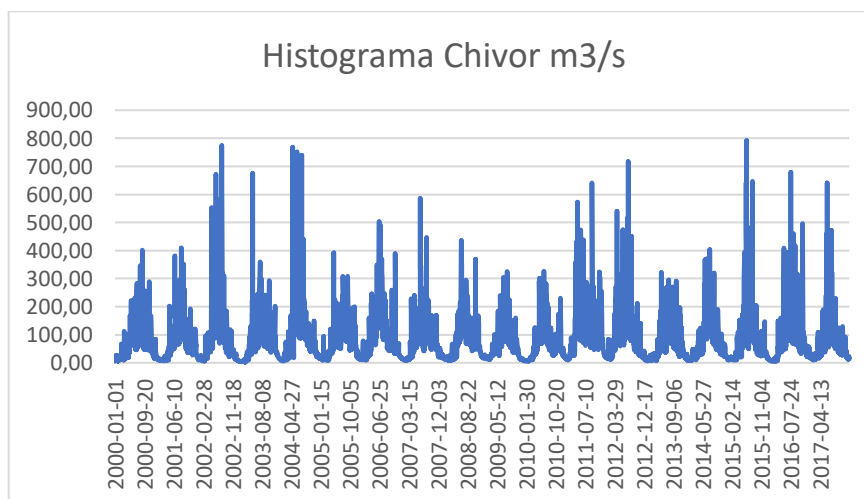


Figura 44. Histograma del 2000 al 2017.

Para el caso de estudio:

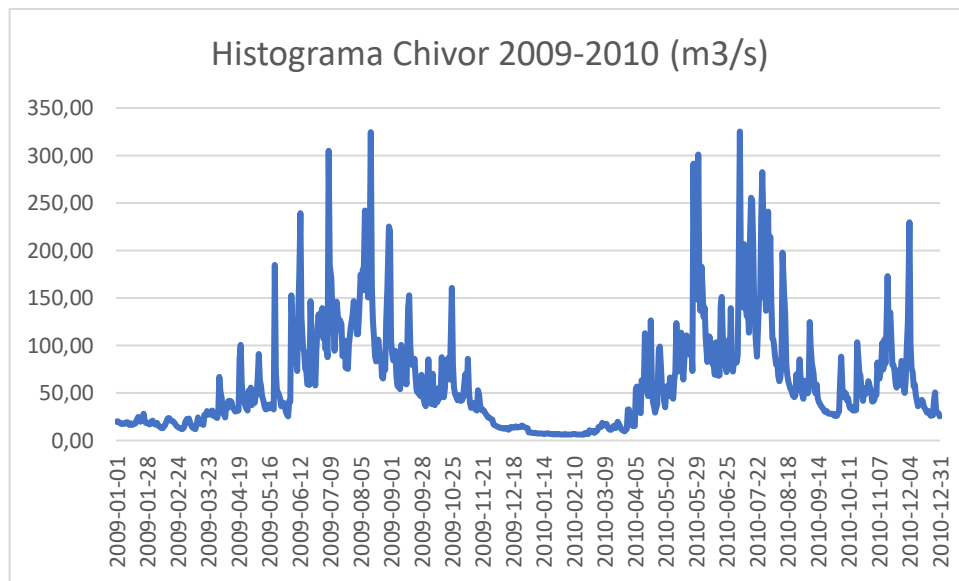


Figura 45. Histograma de Chivor 2009-2010.

- Curva de duración de caudal (sin considerar el efecto del embalse):

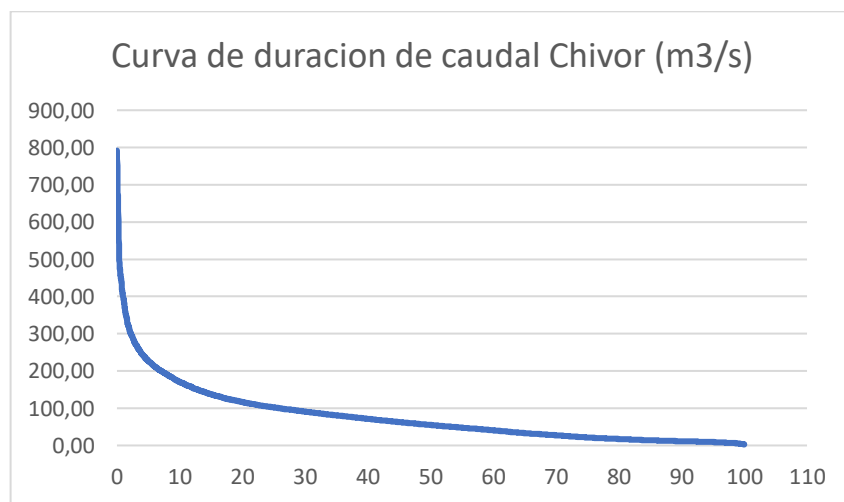


Figura 46. Curva de duración de caudal Chivor.

- Curva de promedios mensuales multianuales (PMM):

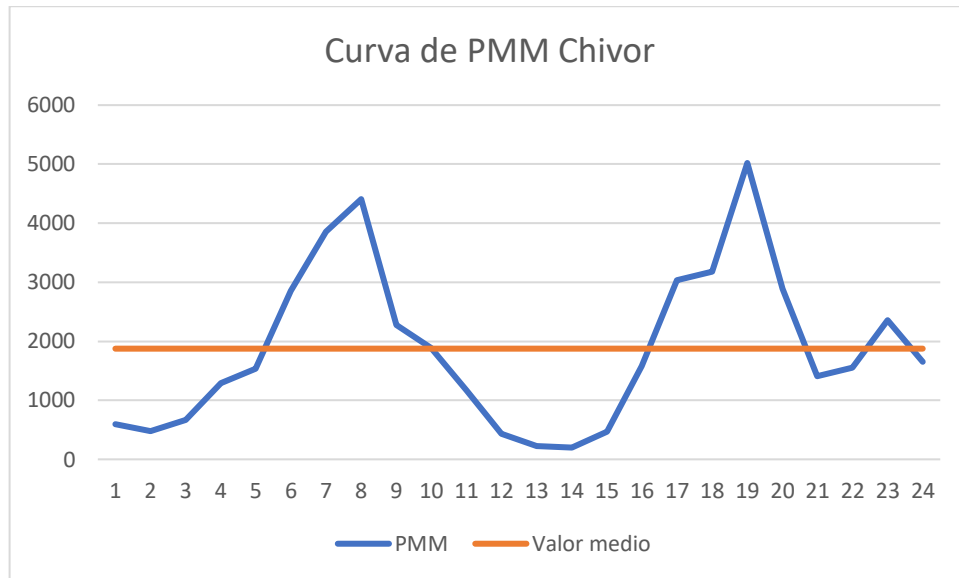


Figura 47. Curva de PMM Chivor.

3.1.4. Central hidroeléctrica de Betania

La planta de la hidroeléctrica Betania fue diseñada en los años 70 y se montó en los 80's siendo puesta en operación en 1987, hoy día es propiedad de Enel- Emgesa, cuenta con una capacidad instalada de 540MW, su represa también llamada Betania tiene otra función aparte de la generación y es controlar el caudal del río Magdalena.

Antes de su privatización, la Central Hidroeléctrica de Betania era una sociedad anónima, clasificada legalmente como sociedad de economía mixta, con carácter de entidad descentralizada indirecta, del orden Nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía (Palacios, 2013). Sus características son:

- μ_{max} : $909,856782 \frac{m^3}{s}$
- ρ : $0,5935 \frac{MW}{\frac{m^3}{s}}$
- V maximo util: 756,151643 GWh
- Tipo de turbina: Francis



Figura 48. Embalse de Betania y casa de máquinas desde afuera.

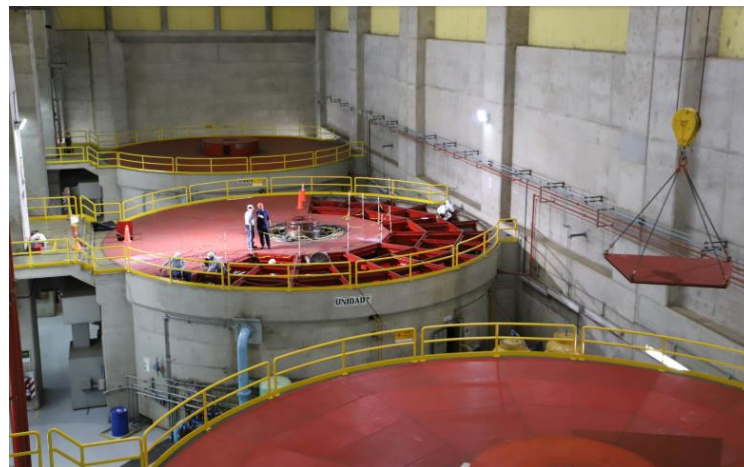


Figura 49. Casa de máquinas Betania.

Sus graficas características son las siguientes:

- Histograma:

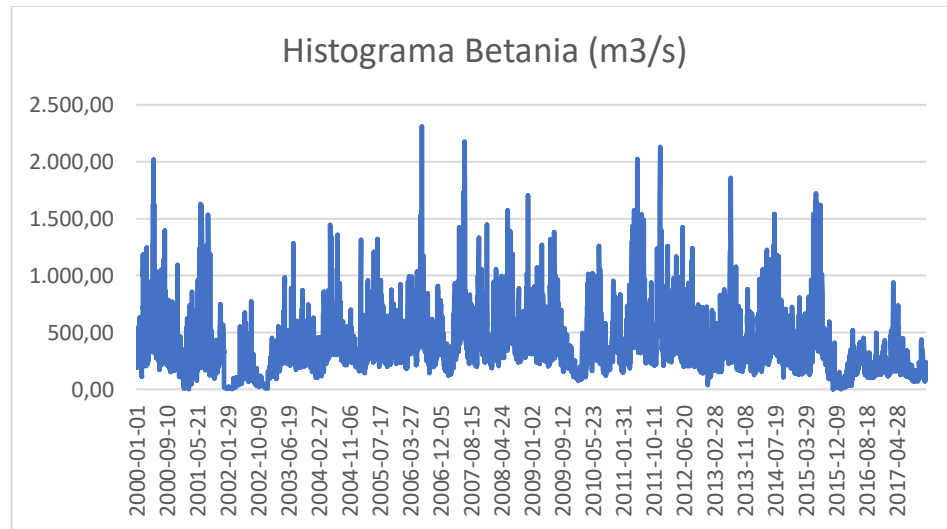


Figura 50. Histograma Betania 2000-2017.

Para el caso de estudio:

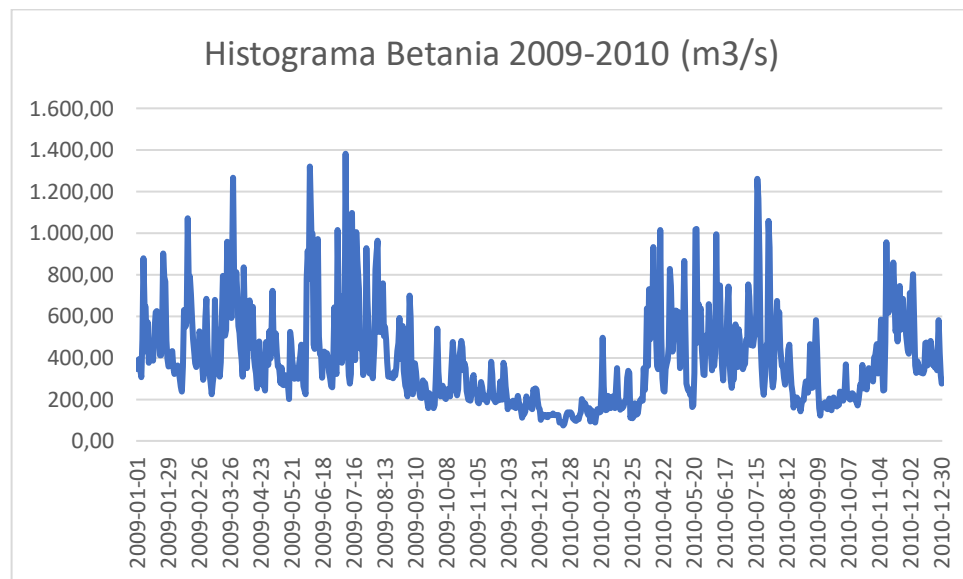


Figura 51. Histograma de Betania 2009-2010.

- Curva de duración de caudal (sin considerar el efecto del embalse):

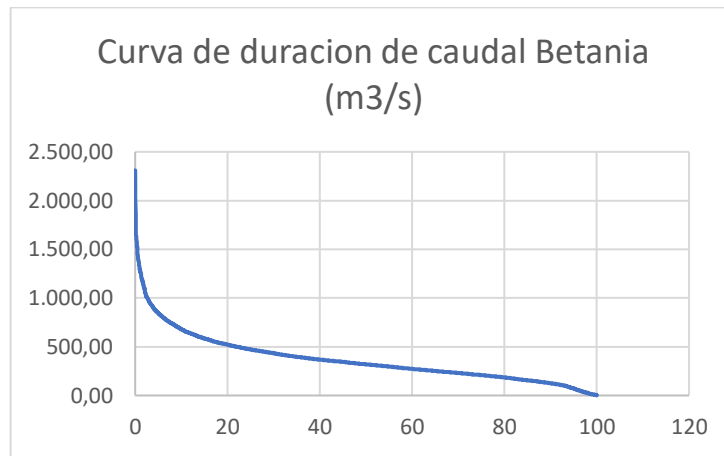


Figura 52. Curva de duración de caudal de Betania.

- Curva de promedios mensuales multianuales (PMM):

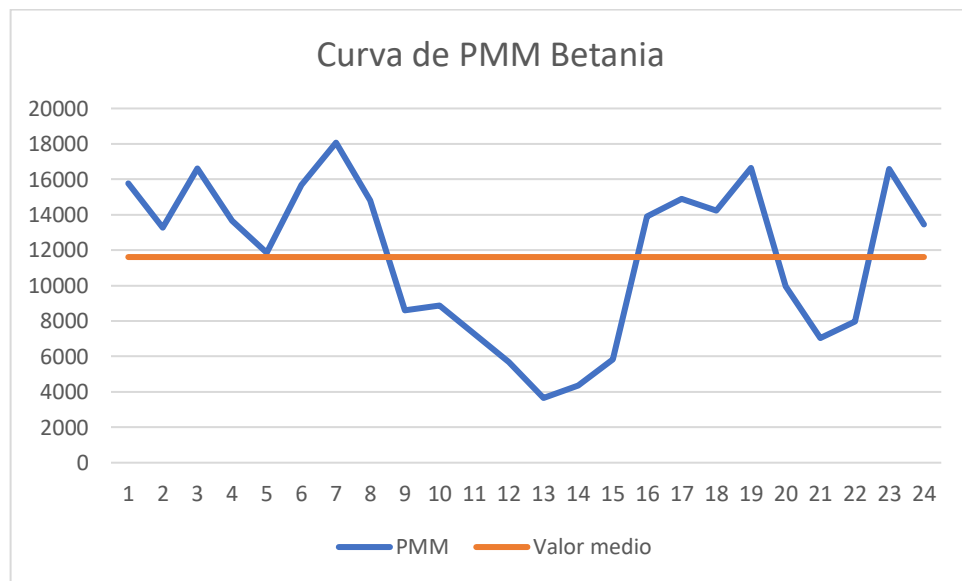


Figura 53. Curva de PMM de Betania.

3.1.5. Central hidroeléctrica de Salvajina

Está ubicada en el municipio Suárez, Departamento Cauca en el suroccidente de Colombia a 65km de Cali, su principal afluente es el río Cauca.

La Represa fue finalizada en septiembre de 1985, produciendo con capacidad de 315 MW de energía eléctrica. Los motivos principales para su construcción fue evitar las inundaciones, y producción de energía y mantenimiento de un nivel bajo de contaminación en la zona de extracción de agua potable para la ciudad de Cali. La dueña de la instalación es la Empresa EPSA - CELSIA. Esta central ayudó a mitigar la emergencia presentada en la central en construcción Hidroituango. Sus características son:

- $\mu_{max}: 364,035595 \frac{m^3}{s}$
- $\rho: 0,8653 \frac{MW}{\frac{m^3}{s}}$
- $V \text{ maximo util: } 714,841096 \text{ GWh}$
- Tipo de turbina: Francis



Figura 54. Embalse y casa de máquinas de Salvajina.

Sus graficas características son las siguientes:

- Histograma:

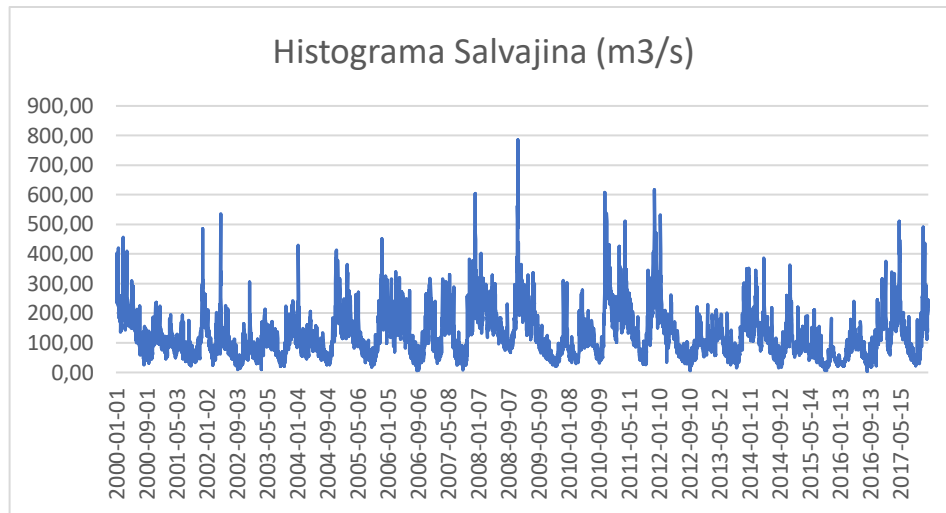


Figura 55. Histograma de Salvajina 2000-2017.

Para el caso de estudio:

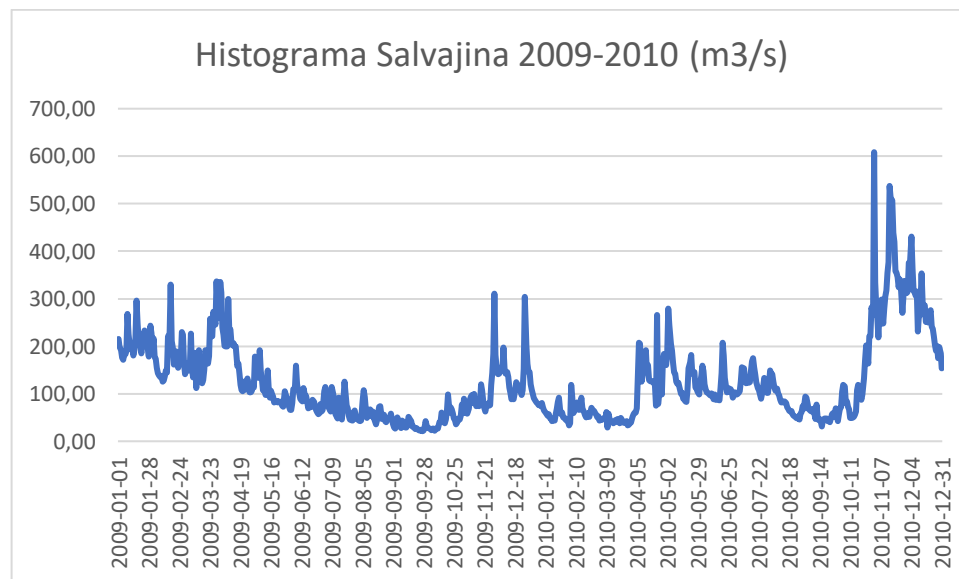


Figura 56. Histograma de Salvajina 2009-2010.

- Curva de duración de caudal (sin considerar el efecto del embalse):

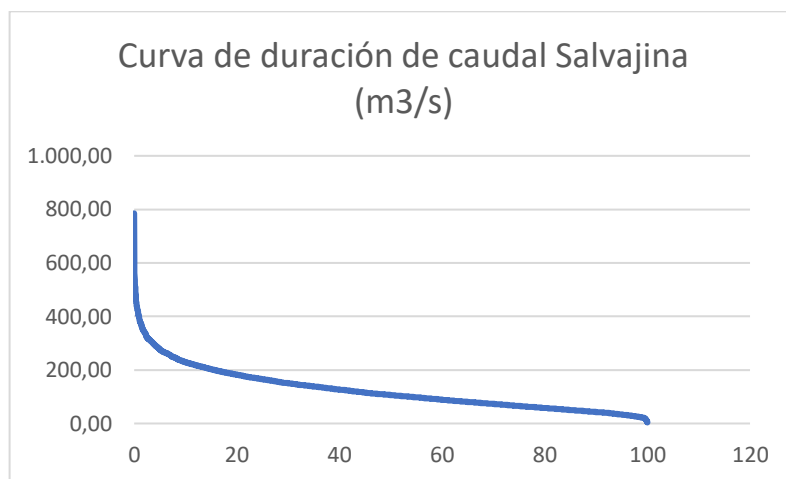


Figura 57. Curva de duración de caudal Salvajina.

- Curva de promedios mensuales multianuales (PMM):

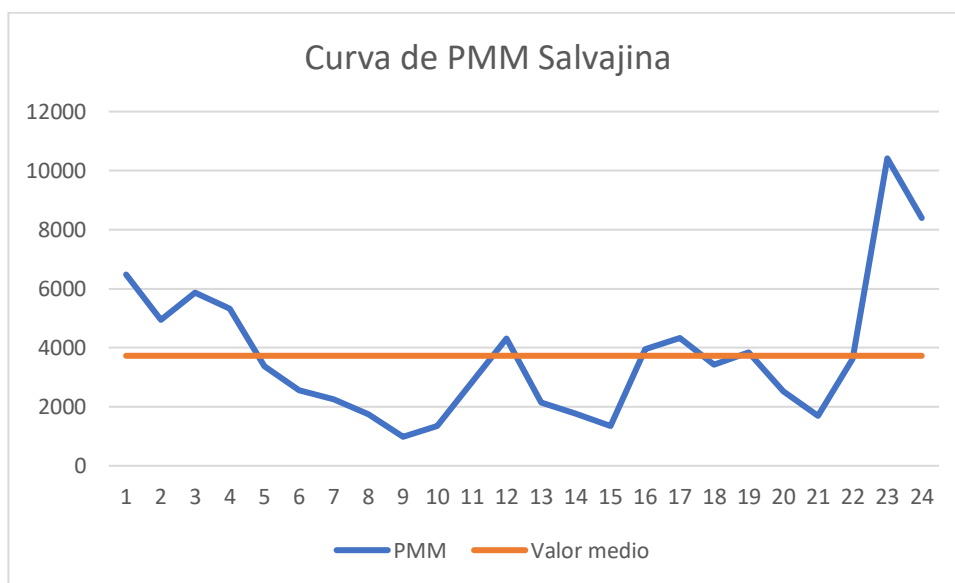


Figura 58. Curva de PMM de Salvajina.

3.1.6. Central hidroeléctrica de Urrá

En 1992 empieza la construcción de la Empresa Multipropósito de URRÁ S.A. La Empresa Multipropósito de URRÁ S.A. se transforma en una Empresa de Servicios Públicos (Empresa URRÁ S.A. E.S.P.) y en el año 2000 entra en operación en la central, con una capacidad instalada declarada ante XM de 338 MW, su principal afluente es el río Sinú. Sus características son:

- $\mu_{max}: 733,5069444 \frac{m^3}{s}$
- $\rho: 0,4608 \frac{MW}{\frac{m^3}{s}}$
- V maximo util: 1237,89063 GWh
- Tipo de turbina: Francis



Figura 59. Embalse y casa de máquinas de Urrá.



Figura 60. Embalse y vertedero de la central hidroeléctrica Urrá.

Sus graficas características son las siguientes:

- Histograma:

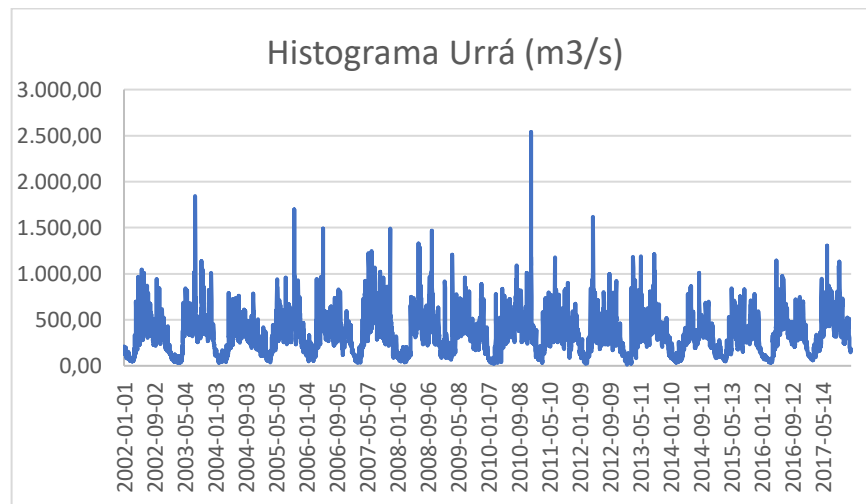


Figura 61. Histograma de Urrá 2000-2017.

Para el caso de estudio:

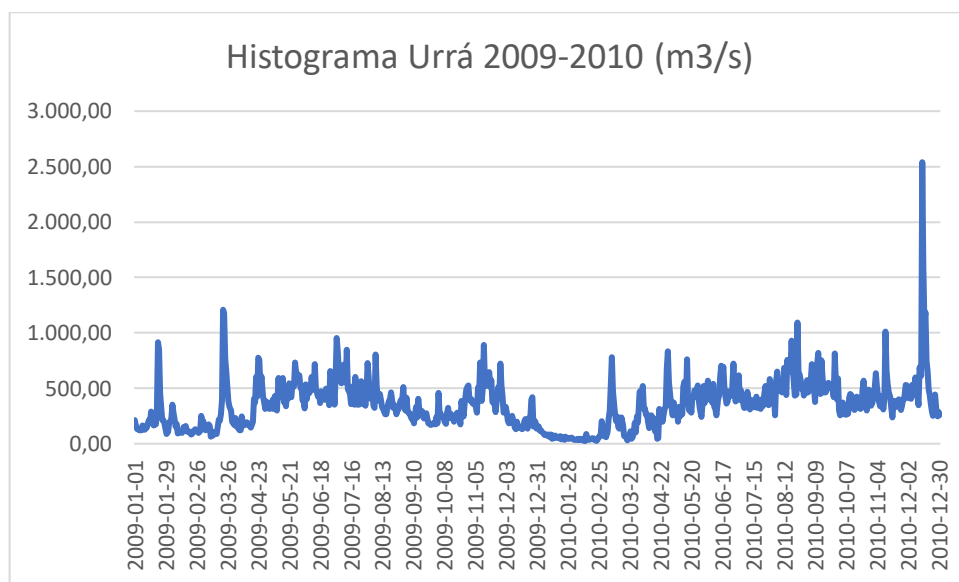


Figura 62. Histograma de Urrá del 2009-2010.

- Curva de duración de caudal (sin considerar el efecto del embalse):

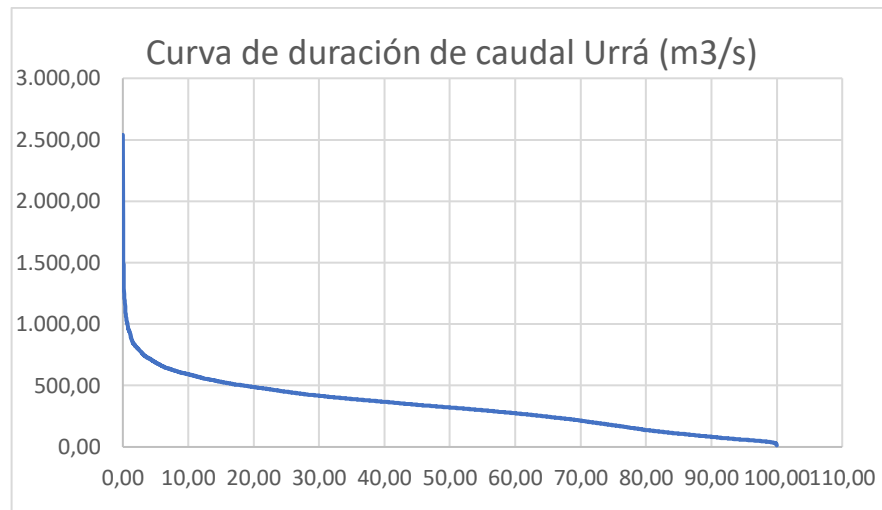


Figura 63. Curva de duración de caudal.

- Curva de promedios mensuales multianuales (PMM):

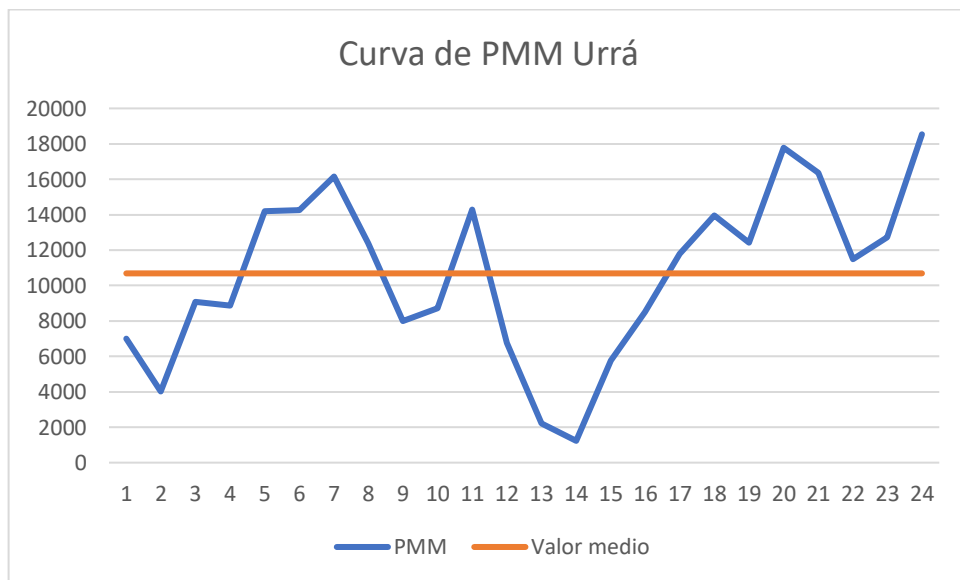


Figura 64. Curva de PMM Urrá.

3.2. Centrales térmicas para el caso de estudio

Como se mencionó al principio de este capítulo el caso de estudio consistió en cinco centrales térmicas, de diferentes combustibles, dichas centrales serán detalladas a continuación. Todas las centrales están conectadas al SIN y sus datos fueron tomados de XM y de la UPME. Para obtener el costo del combustible de cada central fue necesario tomar proyecciones del costo de dichas centrales del 2014 al 2037, estas proyecciones fueron realizadas por la UPME.

3.2.1. Termoyopal 2

El grupo Termoyopal nace en el año 2003 como empresa de generación de energía eléctrica con 2 plantas de generación Turbogas General Electric Termoyopal 1 y 2 con 20 MW y 30 MW respectivamente (actualmente Termoyopal 1 está declarada con 19,9 MW). En el año 2012 el banco Colpatría adquiere la central. La central está a boca de pozo y usa gas natural en el municipio de Yopal, Casanare. Sus características son las siguientes:

- Heat rate o ρ : $12,7057 \frac{\text{MBTU}}{\text{MWh}}$
- Capacidad instalada declarada: 30 MW



Figura 65. Fotografía de Termoyopal.

La grafica de la proyección del costo del gas para Termoyopal es la siguiente:

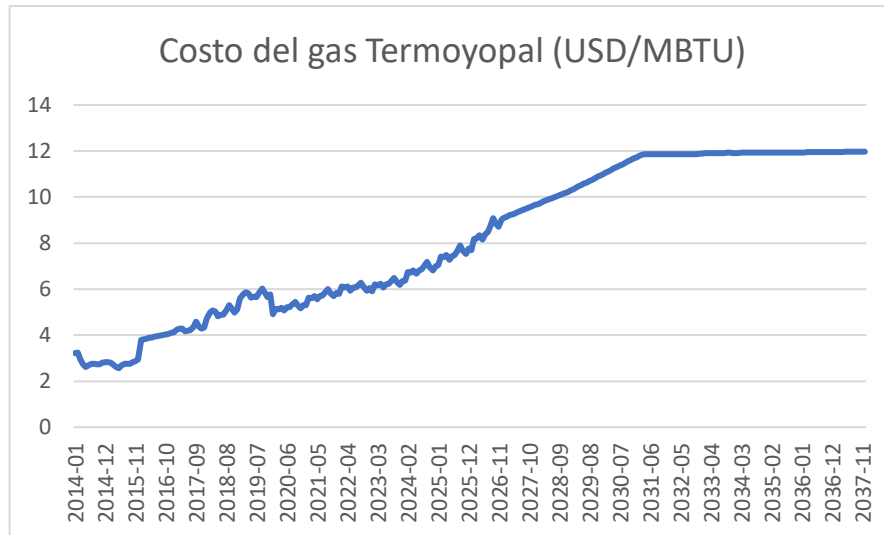


Figura 66. Proyección del costo del gas de Termoyopal.

Para lograr obtener los valores del costo del gas de Termoyopal por cada mes se realizó por medio de métodos numéricos (método de mínimos cuadrados) y después de probar con varias funciones, la que mejor se comportó fue un polinomio de tercer orden teniendo como resultado un $R^2=0,9802$.

3.2.2. Termocandelaria

Termocandelaria S.C.A. E.S.P., es una empresa privada ubicada en la zona industrial de Mamonal, Cartagena. Cuenta con dos unidades Westinghouse de 157 MW. Estas unidades pueden operar con gas natural o Fuel Oil #2. Su ubicación estratégica le asegura un suministro continuo tanto de gas natural como de combustible líquido ya que cuenta con acceso directo a la Troncal de Gas de la Costa, al Puerto de Cartagena y a la Refinería de ECOPETROL. Entró en operación comercial en el año 2000 y es requerida usualmente por el sistema para atender generación por seguridad y por mérito en condiciones de hidrología crítica. Sus características son las siguientes:

- Heat rate o p: $10,4914 \frac{\text{MBTU}}{\text{MWh}}$
- Capacidad instalada declarada: 314 MW



Figura 67. Termocandelaria.

La grafica de la proyección del costo del gas para Termocandelaria es la siguiente:

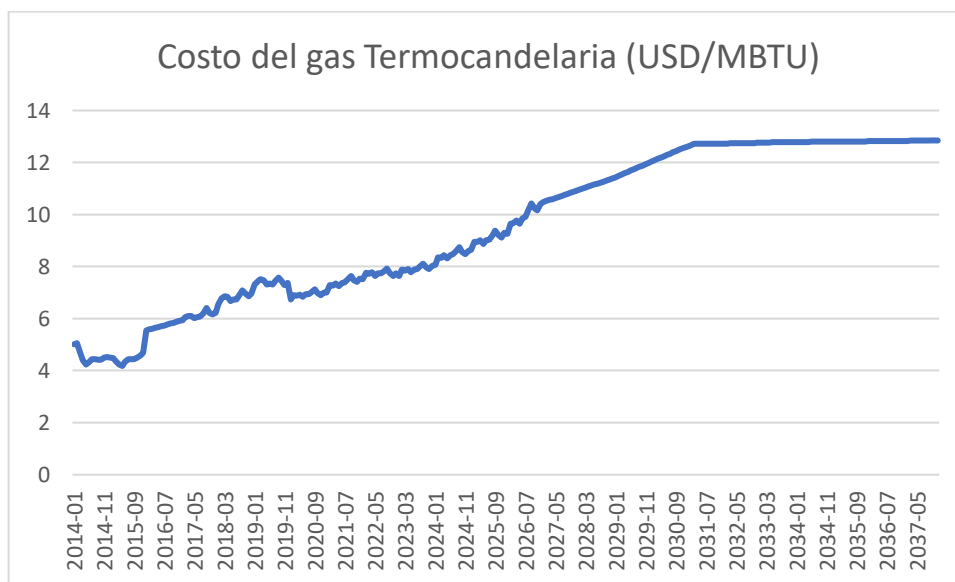


Figura 68. Proyección del costo del gas de Termocandelaria.

Para lograr obtener los valores del costo del gas de Termocandelaria por cada mes se realizó por medio de métodos numéricos (método de mínimos cuadrados) y

después de probar con varias funciones, la que mejor se comportó fue un polinomio de tercer orden teniendo como resultado un $R^2=0,9792$.

3.2.3. Termodorada

Entró en operación el 15 de septiembre de 1997, es propiedad de la empresa Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. del Grupo EPM, se ubica en el municipio La Dorada en el departamento de Caldas, su combustible de empleo es JET A1 (el combustible más costoso de todo el mercado para uso de generación a nivel nacional). Sus características son las siguientes:

- Heat rate o ρ : $10,5559 \frac{\text{MBTU}}{\text{MWh}}$
- Capacidad instalada declarada: 44 MW.



Figura 69. Termodorada.

La grafica de la proyección del costo del JET A1 para Termocandelaria es la siguiente:

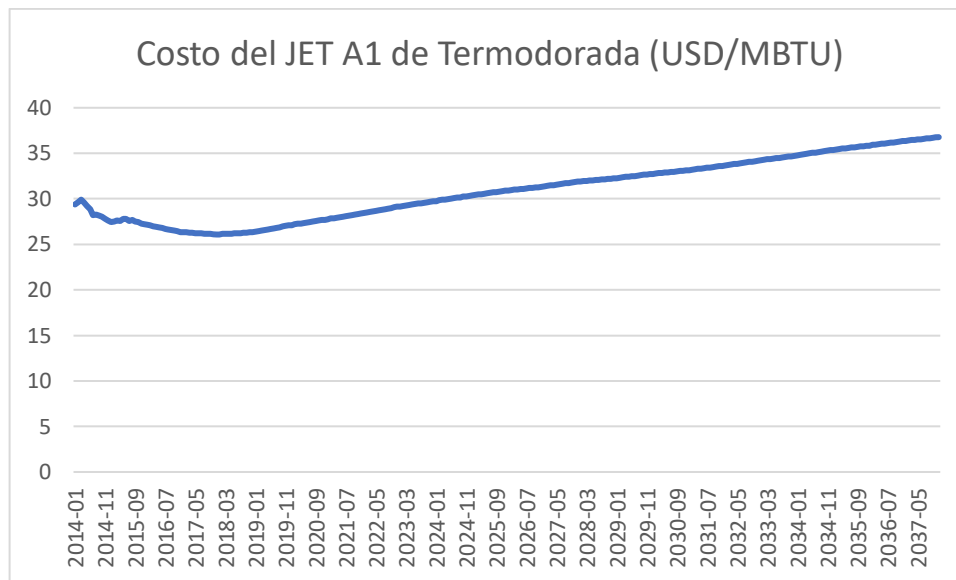


Figura 70. Proyección del costo de JET A1 de Termodorada.

Para lograr obtener los valores del costo del JET A1 de Termodorada por cada mes se realizó por medio de métodos numéricos (método de mínimos cuadrados) y después de probar con varias funciones, la que mejor se comportó fue un polinomio de segundo orden teniendo como resultado un $R^2=0.9497$, aunque el R^2 más preciso fue un polinomio de tercer orden los resultados más coherentes fueron los del polinomio de segundo orden, por lo tanto, se escogió este para el modelo.

3.2.4. Termotasajero

Entró en operación en 1984, la Central Termoeléctrica de Tasajero inicialmente fue administrada y explotada comercialmente en forma directa por el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL). Como parte del proceso de enajenación de activos de generación de energía eléctrica, adelantado por la Nación en el año 1996, en septiembre de ese año la Central Termoeléctrica de Tasajero pasó a ser el principal activo de TERMOTASAJERO S.A. E.S.P. sus características son las siguientes:

- Heat rate o p : $9,7214 \frac{\text{MBTU}}{\text{MWh}}$
- Capacidad instalada declarada: 333 MW.



Figura 71. Termotasajero.

La grafica de la proyección del costo del carbón para Termotasajero es la siguiente:

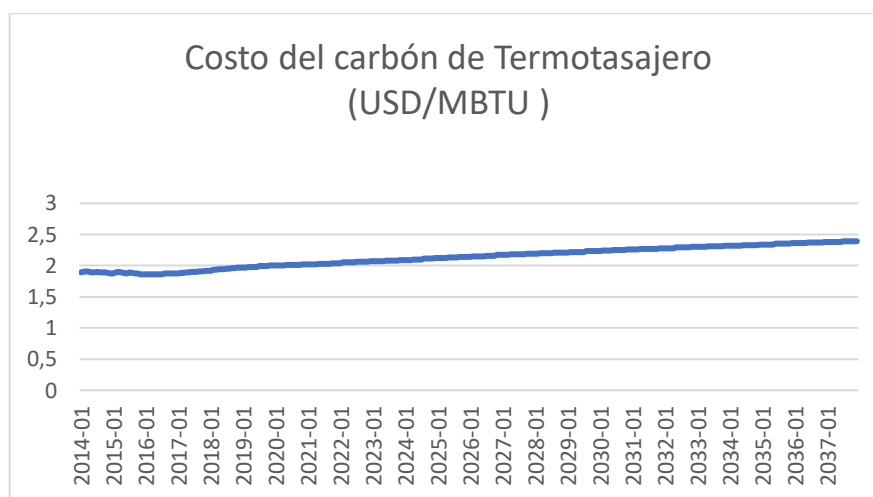


Figura 72. Proyección del costo del carbón en Termotasajero.

Para lograr obtener los valores del costo del carbón de Termotasajero por cada mes se realizó por medio de métodos numéricos (método de mínimos cuadrados) y después de probar con varias funciones, la que mejor se comportó fue un polinomio de primer orden teniendo como resultado un $R^2=0,9899$.

3.2.5. Termozipa

La Central Termoeléctrica Martín del Corral, también conocida como Termozipa, está situada a 40 kilómetros al norte de Bogotá, sobre la margen izquierda del río del mismo nombre, cerca al municipio de Tocancipá, Cundinamarca. Consta de cuatro unidades de generación de vapor, las cuales utilizan como combustible

primario el carbón, abundante en la zona, y como combustibles opcionales y para arranque aceite pesado No. 6 y ACPM.

La central que inició operaciones en el año de 1963 con la Unidad No.1 (actualmente desactivada), es propiedad de Enel-Emgesa. Sus características son las siguientes:

- Heat rate o p : $13,6509 \frac{\text{MBTU}}{\text{MWh}}$
- Capacidad instalada declarada: 225 MW.



Figura 73. Termozipa.

La grafica de la proyección del costo del carbón para Termozipa es la siguiente:

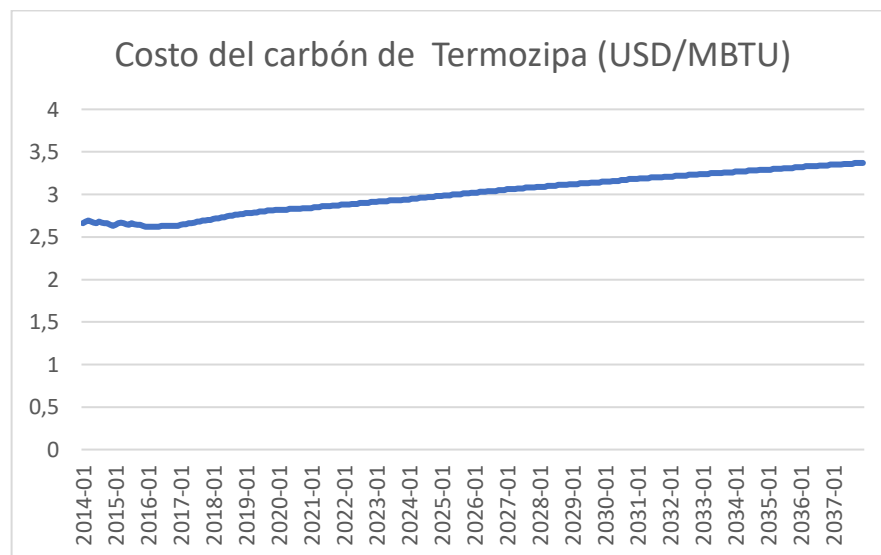


Figura 74. Proyección del costo del carbón para Termozipa.

Para lograr obtener los valores del costo del carbón de Termozipa por cada mes se realizó por medio de métodos numéricos (método de mínimos cuadrados) y después de probar con varias funciones, la que mejor se comportó fue un polinomio de primer orden teniendo como resultado un $R^2=0,99$.

3.3. Resultados

3.3.1. Caso base

Los resultados del caso base fueron obtenidos considerando que las centrales en los veinticuatro periodos de tiempo tienen la misma potencia disponible, se asignó el volumen inicial en la mitad de cada embalse y la meta de generación o volumen final en cero (Volumen útil cero), para esto se usaron los programas AMPL, donde se escribió el programa y el *solver* fue CPLEX con un método de solución Branch and cut dentro de CPLEX. Los resultados son los siguientes:

Potencia generada por Guatapé:

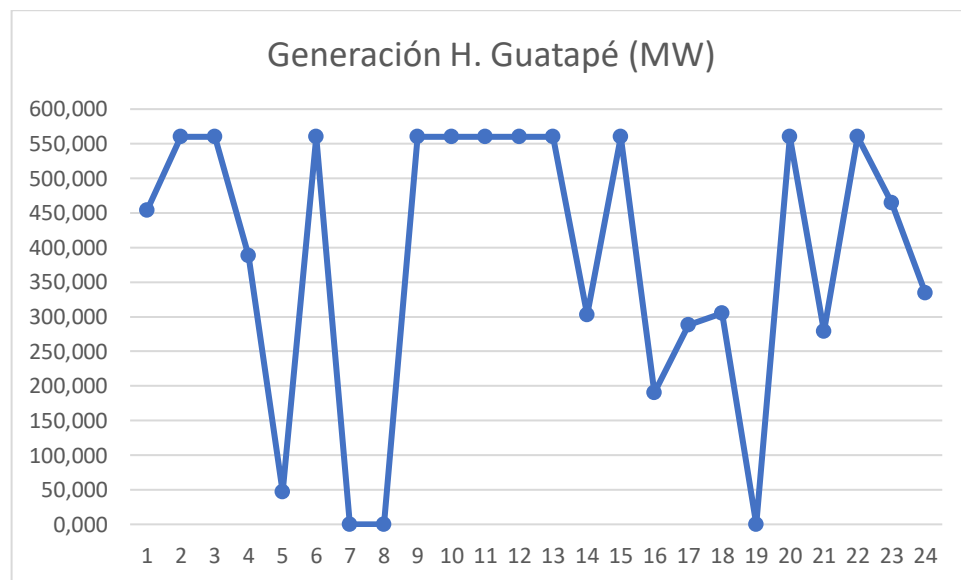


Figura 75. Generación de Guatapé en los periodos del caso de estudio.

Volumen del embalse de Guatapé:

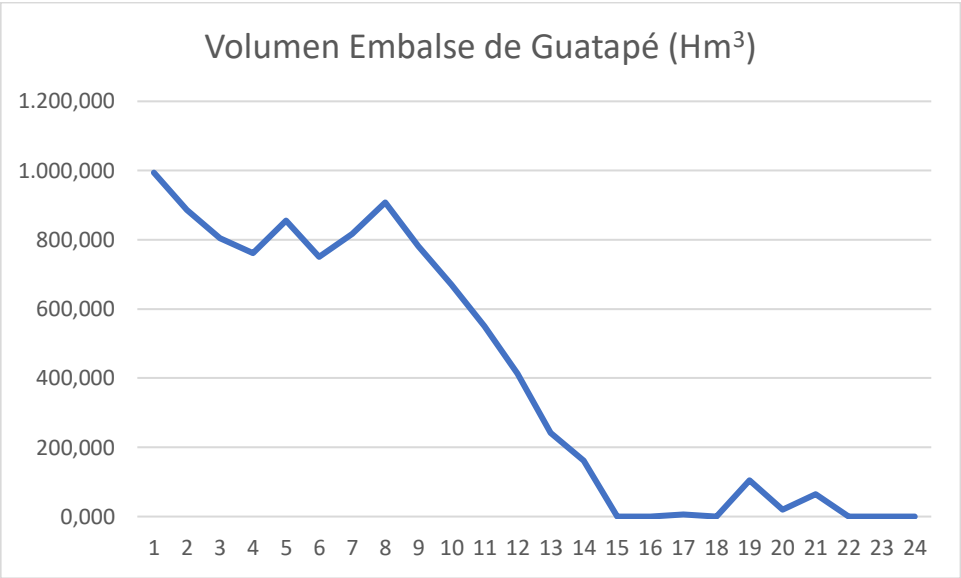


Figura 76. Volumen del embalse de Guatapé en los periodos del caso de análisis.

Potencia generada por Guavio:

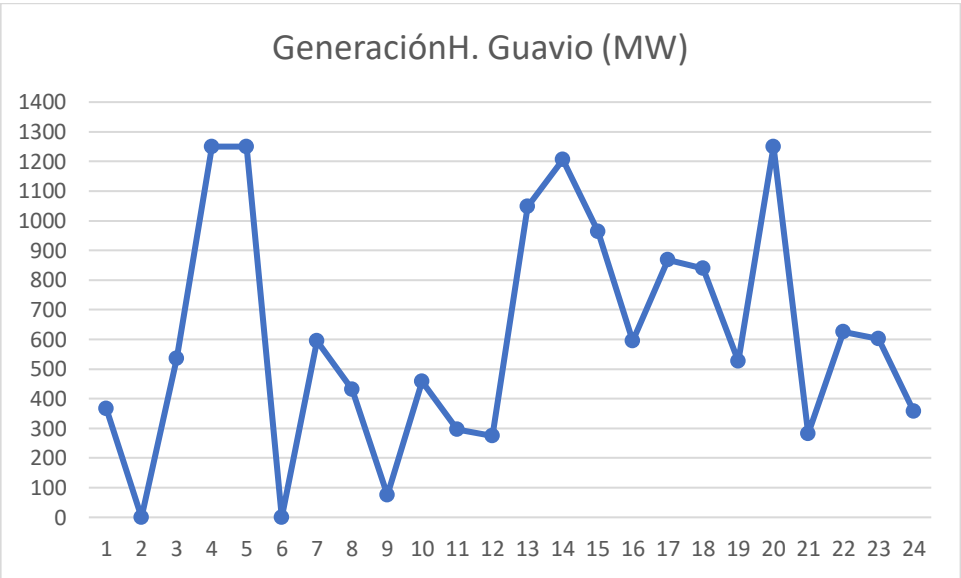


Figura 77. Generación de Guavio en los periodos del caso de estudio.

Volumen del embalse de Guavio:

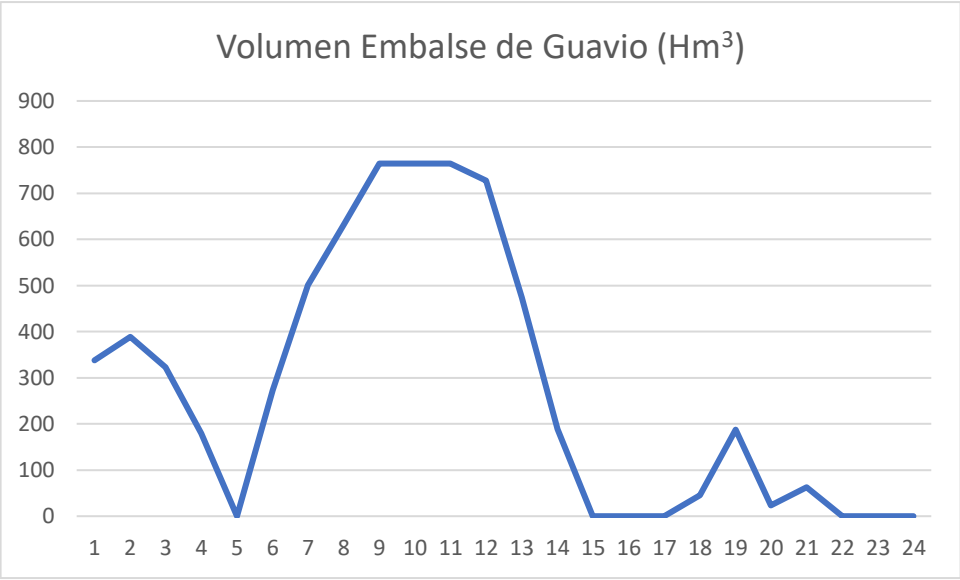


Figura 78. Volumen del embalse de Guavio en los periodos del caso de estudio.

Potencia generada por Chivor:

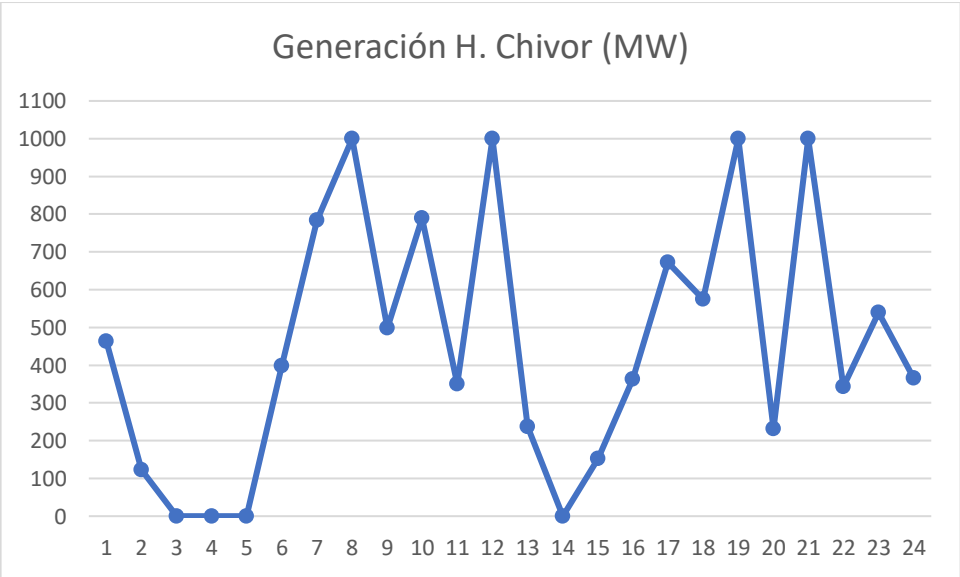


Figura 79. Generación de Chivor en el periodo del caso de estudio.

Volumen del embalse Esmeralda (Chivor):

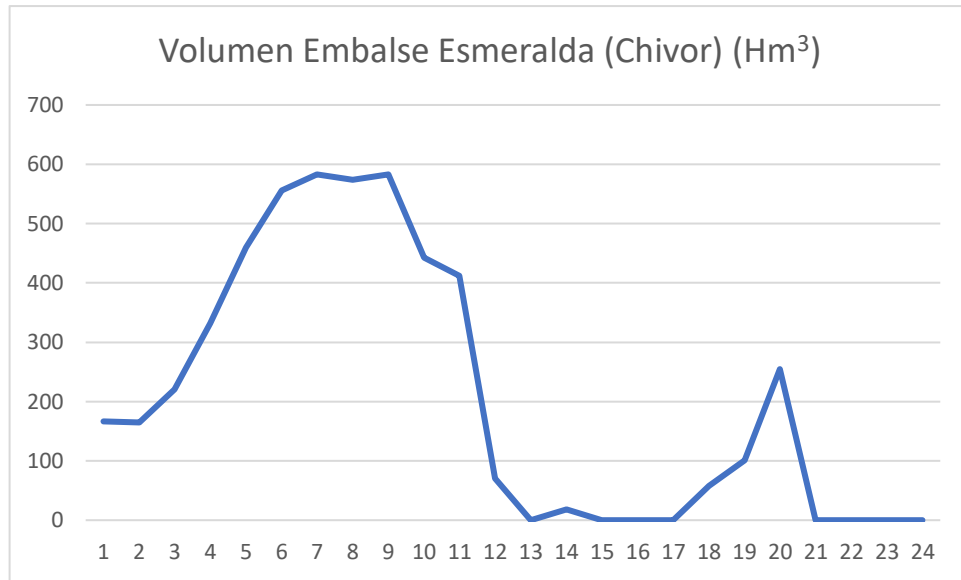


Figura 80. Volumen del embalse Esmeralda (Chivor) en el periodo del caso de estudio.

Potencia generada por Betania:

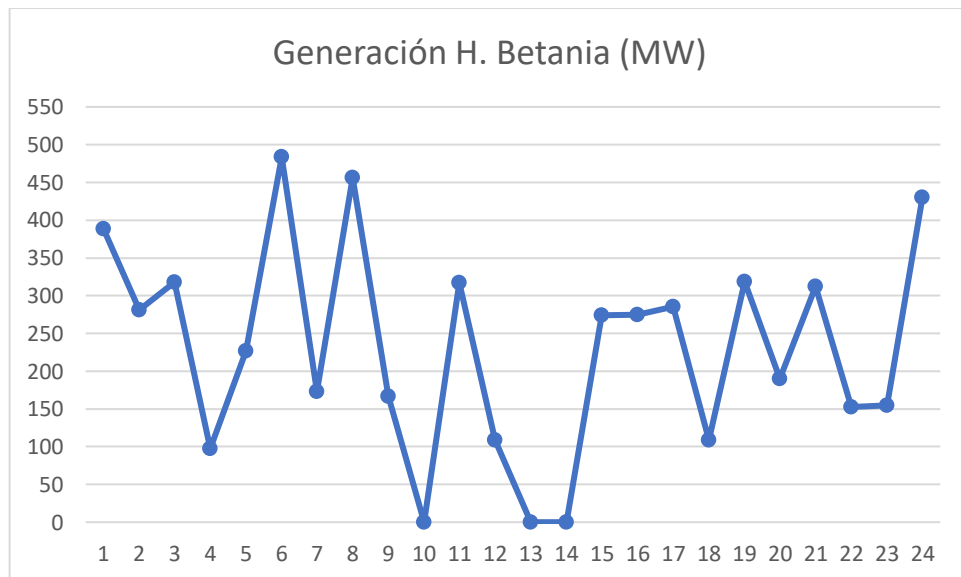


Figura 81. Generación de Betania en el periodo del caso de estudio.

Volumen del embalse de Betania:

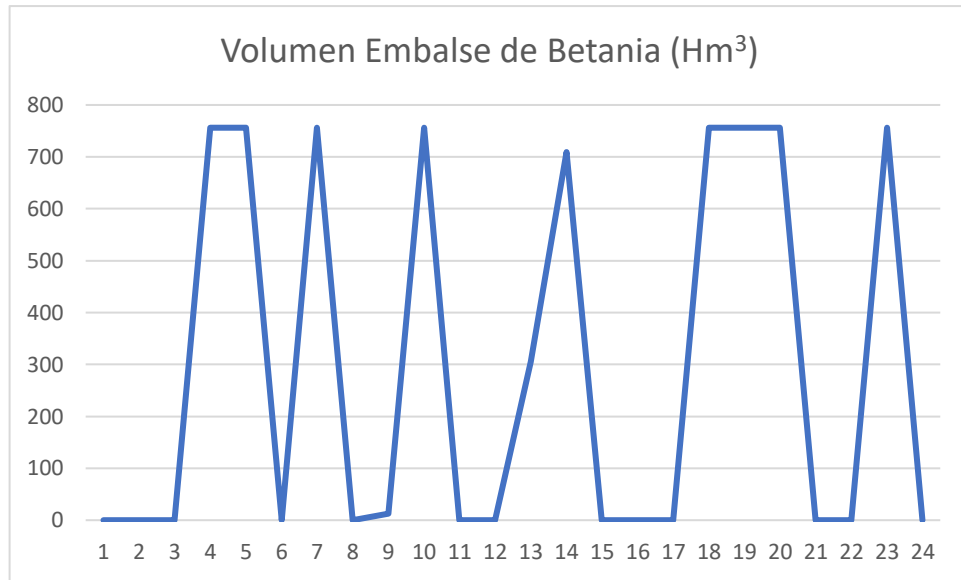


Figura 82. Volumen del embalse de Betania en el periodo del caso de estudio.

Potencia generada por Salvajina:

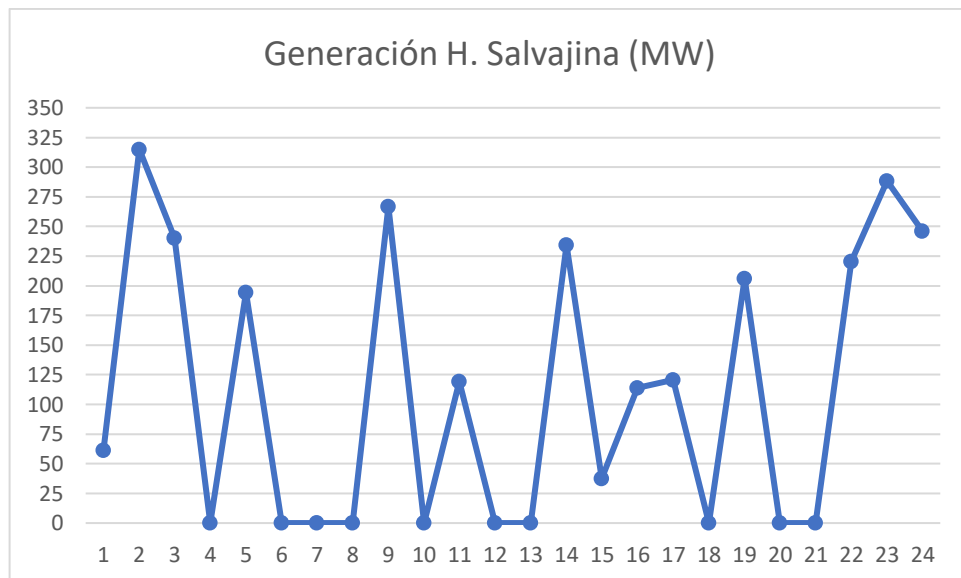


Figura 83. Generación de Salvajina en el periodo en el caso de estudio.

Volumen del embalse de Salvajina:

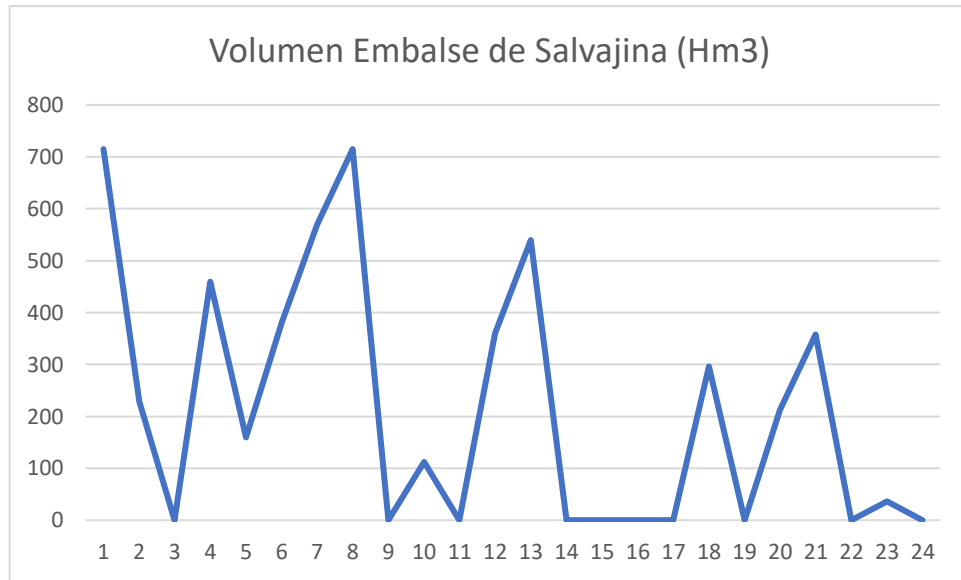


Figura 84. Volumen del embalse de Salvajina en el periodo del caso de estudio.

Potencia generada por Urrá:

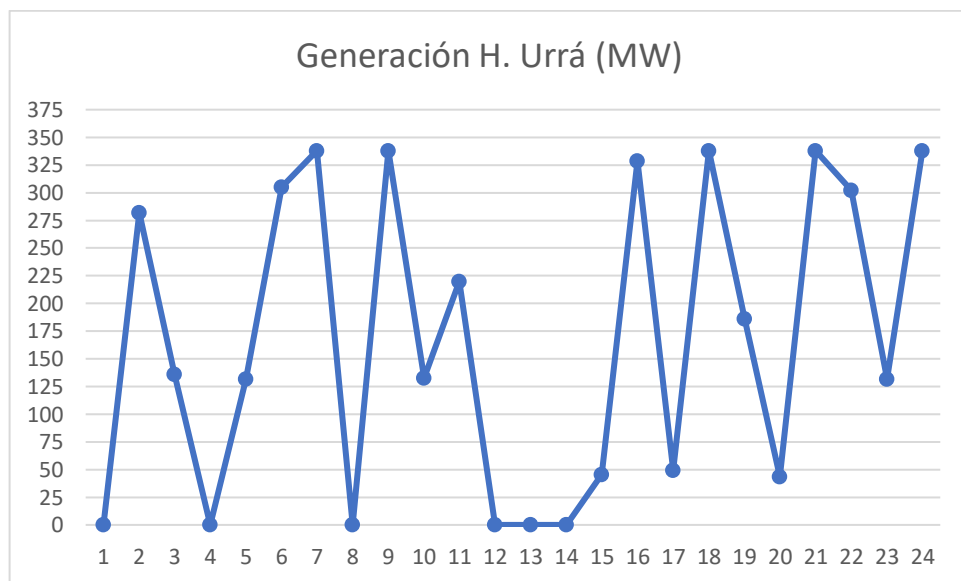


Figura 85. Generación de Urrá en el periodo del caso de estudio.

Volumen del embalse de Urrá:

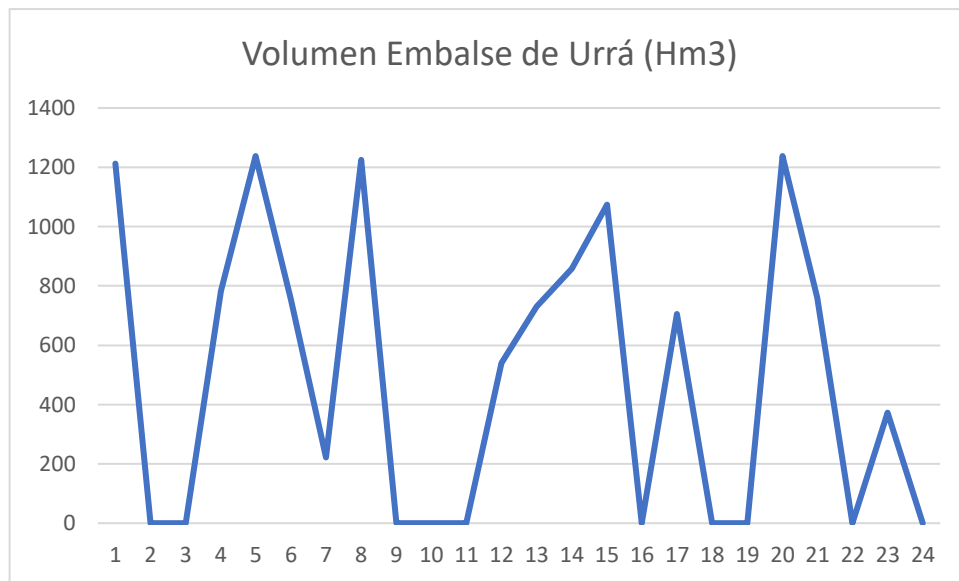


Figura 86. Volumen del embalse de Urrá en el periodo del caso de estudio.

Potencia de las centrales hidráulicas en general:

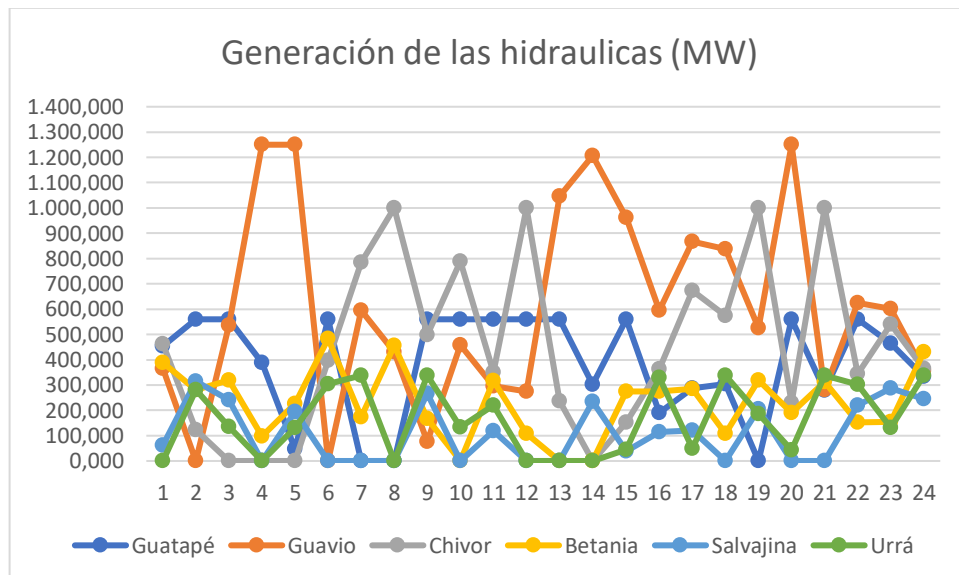


Figura 87. Generación de todas las centrales hidráulicas en el periodo del caso de estudio.

Potencia de todas las centrales térmicas:

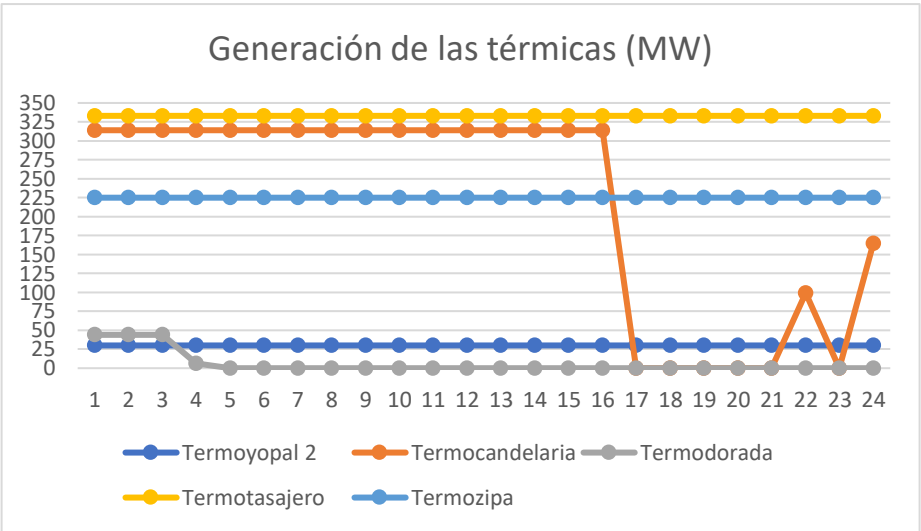


Figura 88. Generación de todas las centrales térmicas en el periodo del caso de estudio.

3.3.2. Sensibilidad al cambio de la afluencia

Para analizar la sensibilidad o el efecto de los cambios de la afluencia en el resultado del modelo matemático, es necesario realizar cambios porcentuales alrededor de la afluencia del caso base, de lo cual se obtienen los siguientes resultados:

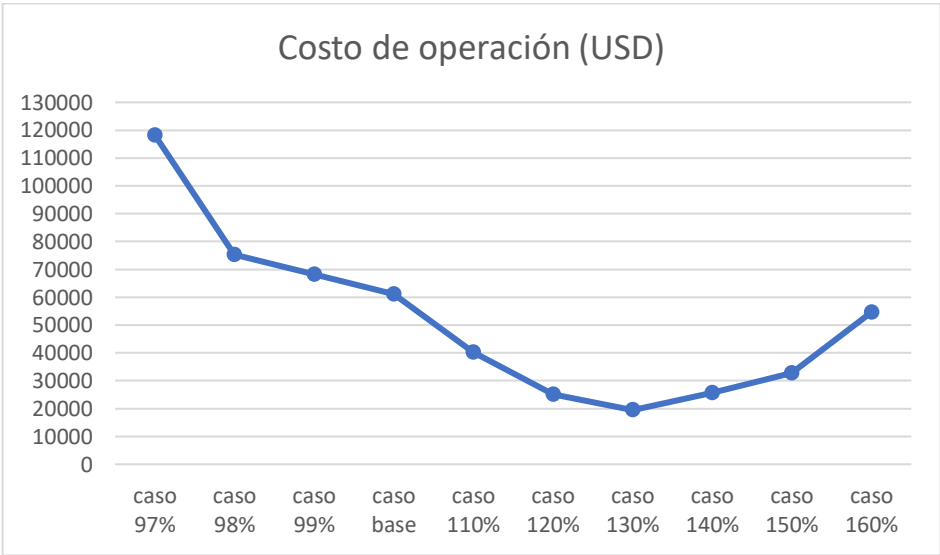


Figura 89. Cambios en el costo de la función objetivo variando la afluencia.

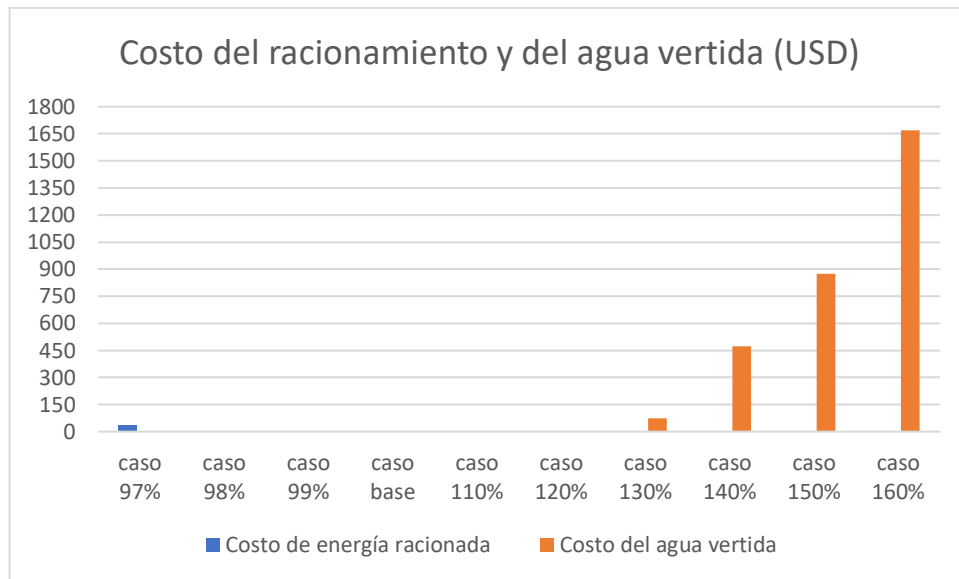


Figura 90. Costo del agua vertida y de la energía racionada.

En la figura 90, el costo de la energía racionada se refiere al costo de esa energía sin aplicarle ningún factor, puesto que a la energía racionada se le aplica un factor en el modelo matemático que es de diez veces más costoso que la central más cara, es decir, que cada MW que se racione será diez veces más caro que cada MW de la central más cara, por esto es que el costo de operación en el caso en que la afluencia está en un 97% es muy alto con respecto a los otros (ver figura 89).

El costo del agua vertida es el costo total de la energía producida si se hubiese turbinado esa agua, es decir, si se hubiera usado esa agua para generar energía. Estos son los valores que realmente afectan el costo total de la operación:

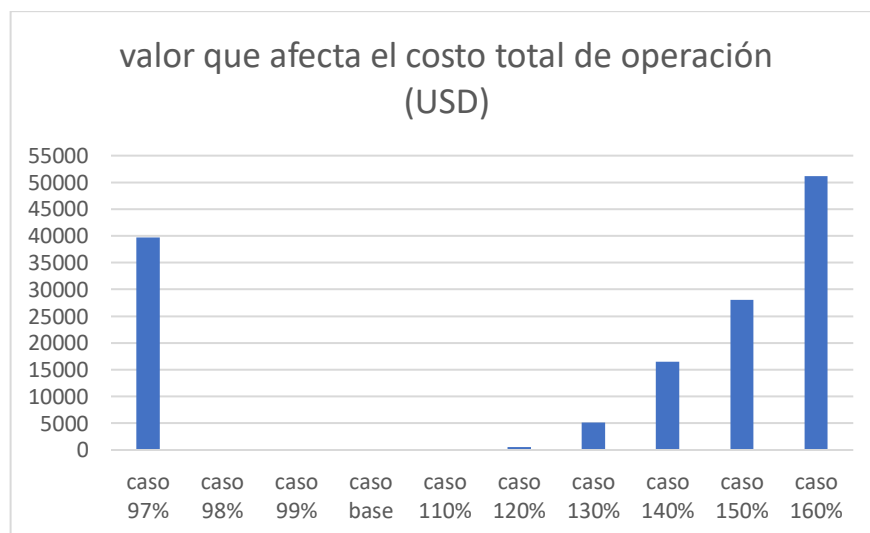


Figura 91. Valores que afectan el costo total de la operación.

De estos resultados se puede concluir que, no necesariamente tener una afluencia muy grande es bueno, puesto que, por ejemplo, después de una afluencia del 130% (ver figura 89) el vertimiento que ocasiona esa afluencia más grande empieza a afectar el costo de la operación ya que el embalse en los periodos húmedos no tiene la capacidad de acumular dicha cantidad de agua, y por tanto es necesario el vertimiento. Sin embargo, en el caso del vertimiento, este no es un costo en el que se incurre, por lo tanto, no se le traslada al usuario vía tarifas. Es un costo artificial que actúa como una penalización que se le impone al agua vertida con el propósito de desestimular el vertimiento durante la optimización. En el caso del racionamiento, este si es un costo en el que se incurre y que representa dinero asociado a restricciones de generación. Para obtener la verdadera curva de costos se debe restar, de la curva de la figura 89 el costo de vertimiento de la figura 91.

Vale la pena recordar que el vertimiento se considera en la función objetivo, es decir, afecta el costo de la operación del modelo, pero no el real.

3.3.3. Sensibilidad al cambio del volumen

Para analizar la sensibilidad o el efecto de los cambios del volumen en el resultado del modelo matemático, es necesario realizar cambios porcentuales alrededor del volumen del caso base, de lo cual se obtienen los siguientes resultados:

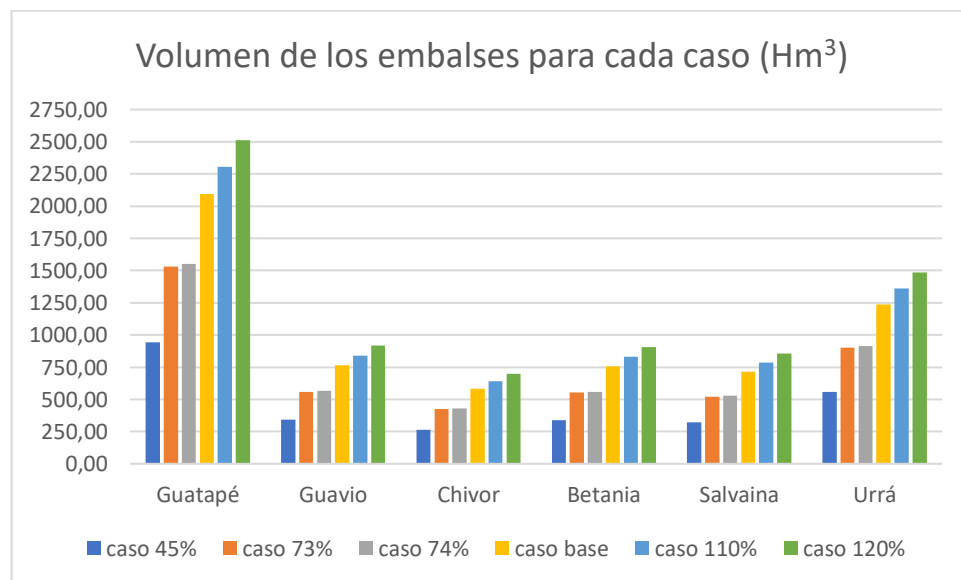


Figura 92. Volumen de los embalses aplicando factores.

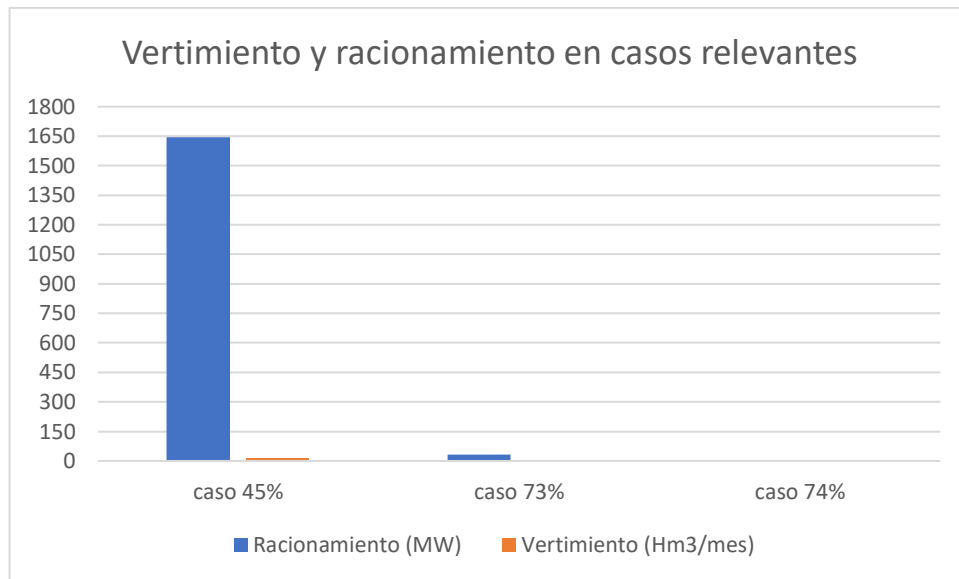


Figura 93. Vertimiento y racionamiento en los casos relevantes.

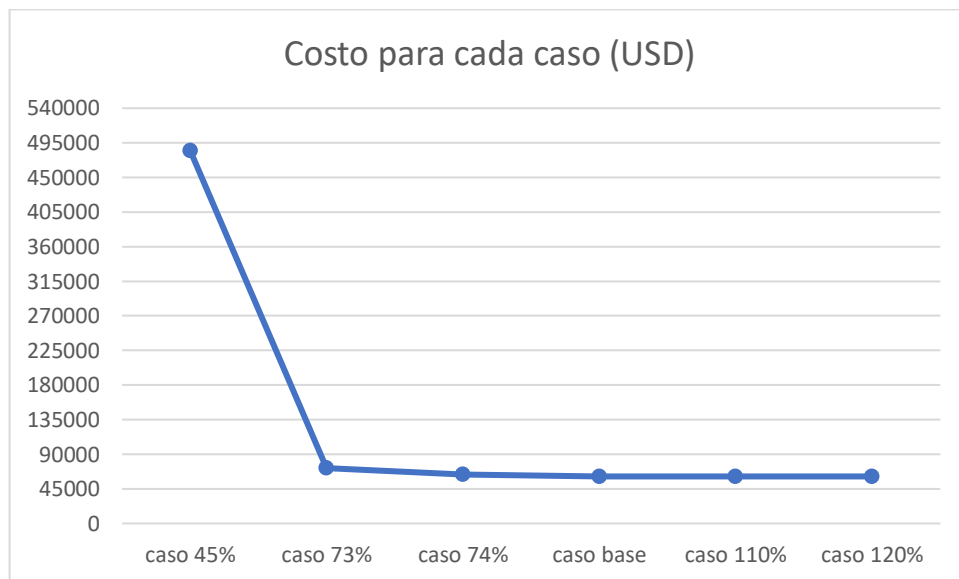


Figura 94. Costo para cada caso (USD).

De los resultados se puede concluir que el volumen inicial o de caso base que se tiene es el adecuado para el resto de condiciones que se tienen, puesto que aunque se amplía ficticiamente el tamaño del embalse en algunos casos, no se obtiene un beneficio en el costo de operación, al contrario de lo que pasa cuando se disminuye dicho volumen, puesto que entre más pequeño sea, mayor será el costo de operación debido a que cada vez se hace más necesario el uso de las centrales

térmicas y también debido a que se empieza a presentar el racionamiento y el vertimiento que son penalizados en la función objetivo. Se puede concluir también que el tamaño de los embalses que se requieren para el periodo de estudio, con la hidrología pronosticada, realmente puede ser menor al que se definió para el caso base, y corresponde al 74% del tamaño del caso base. Aunque no hace parte de los objetivos puede hacerse un análisis más sectorizado, modificando el tamaño de cada embalse por separado.

3.3.4. Sensibilidad a la variación de los costos

Para analizar la sensibilidad o el efecto de los cambios de los costos en el resultado del modelo matemático, es necesario realizar cambios porcentuales alrededor de los costos del caso base, pero solamente se cambiarán de dos de las centrales térmicas (las dos más caras), de lo cual se obtienen los siguientes resultados:

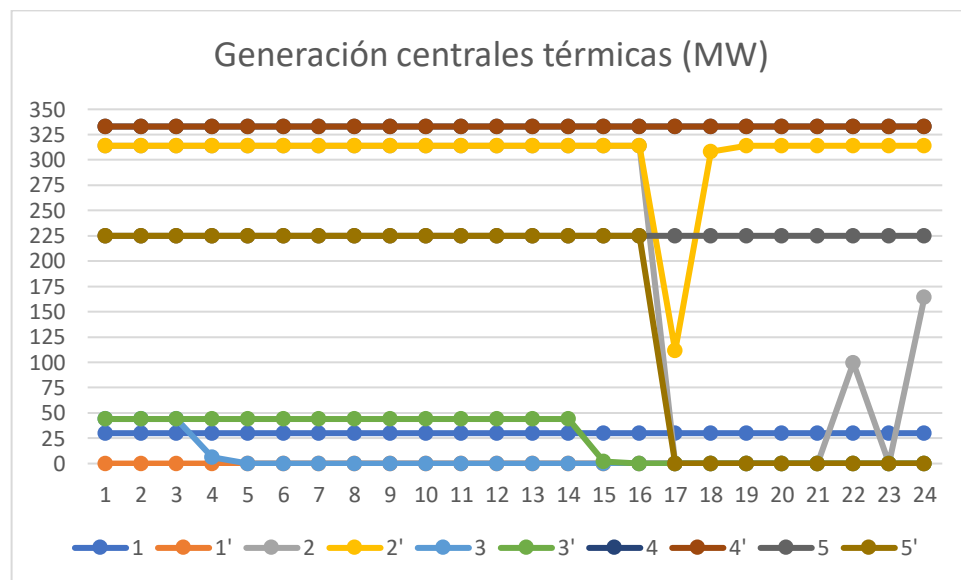


Figura 95. Variación de la generación térmica.

En la figura:

- Los números naturales son las centrales en el caso base.
- Los números prima son las centrales en el caso con la variación en los costos.

Como se puede ver la ruta optima de las centrales térmicas cambió (al igual que las hidráulicas) y como era de esperarse el costo total de operación disminuyó. También como era de esperarse la central que quedó como la más cara no salió despachada.

3.3.5. Sensibilidad debido al COVID-19

Para analizar la sensibilidad o las consecuencias que ha traído consigo esta pandemia causada por la COVID-19 en el resultado del modelo matemático, es necesario realizar cambios porcentuales en lo que la misma pandemia influyó, es decir, en el costo de los combustibles y en la demanda mensual.

El costo de los combustibles se viene comportando de la siguiente manera:

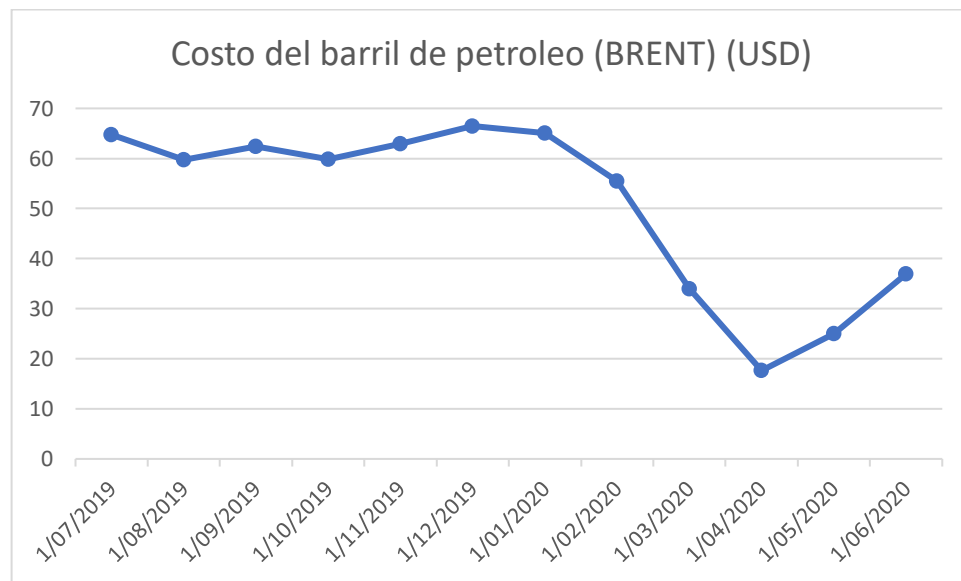


Figura 96. Promedio mensual del barril de petróleo.

Debido al funcionamiento de los mercados, al bajar el costo del petróleo, el costo de los demás combustibles también baja, en este caso se asumirá que bajan en la misma proporción. El comportamiento de la demanda del SIN es la siguiente:

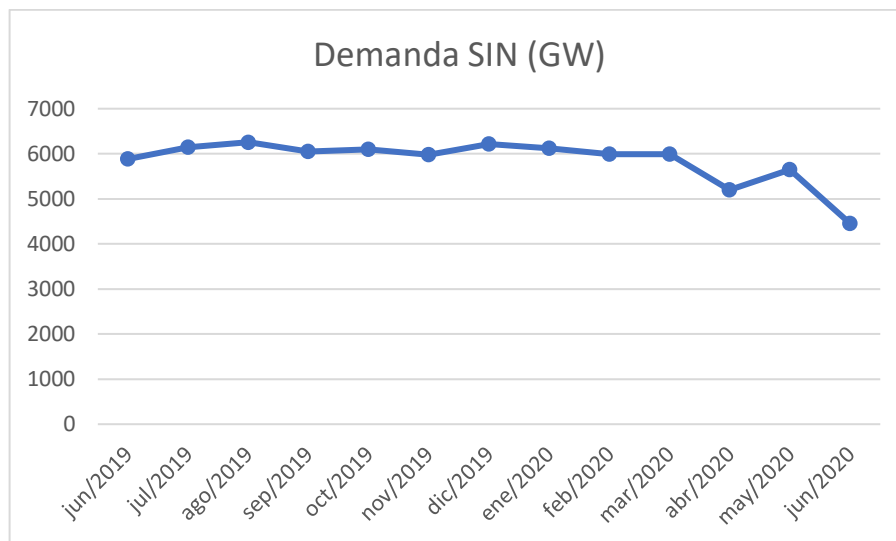


Figura 97. Demanda del SIN a fecha del 24 de junio del 2020.

Como observación a la gráfica, vale la pena mencionar que junio siempre es el mes del año con menor demanda. Tomando en cuenta estos dos factores, se plantean tres casos que son los siguientes:

- Caso positivo (caso 1).
- Caso con 2 cuarentenas estrictas de la economía (caso 2).
- Caso con cuarentena constante hasta el mes de diciembre (caso 3).

Para los cuales se tiene la siguiente gráfica:

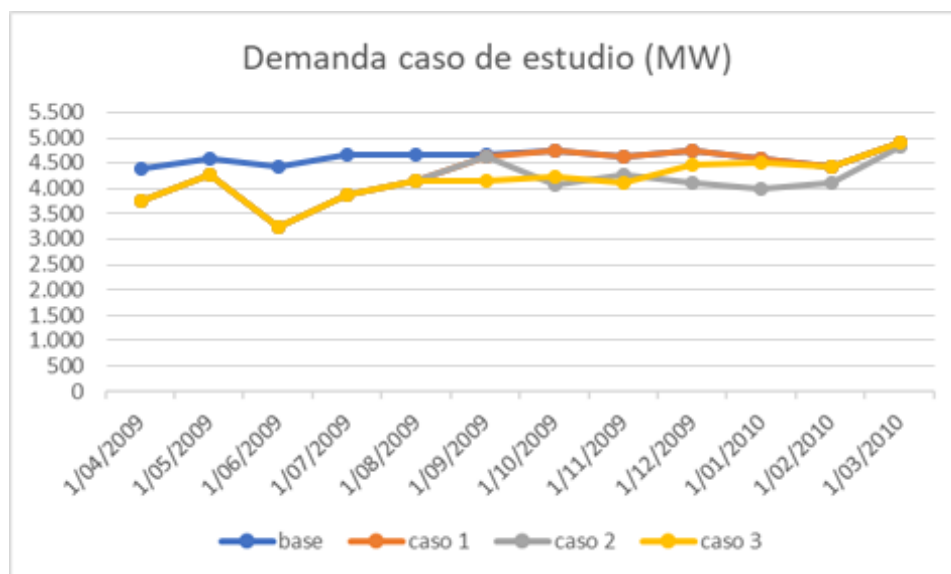


Figura 98. Demanda del caso de estudio para cada caso evaluado.

Vale la pena mencionar que cada valor es el valor promedio del mes, adicionalmente nótese que cada caso diferente al base tiene sus datos iguales hasta junio debido a que es algo que para la fecha de redacción de esta parte del documento ya ocurrió, ahora bien, para el caso 1 se tomaron las siguientes consideraciones:

- Se supone o se asume que se recupera la economía al mismo ritmo que lleva al momento en que se redacta esta sección del documento, adicionalmente soportándose en un artículo de la revista Semana titulado: “¿Ya pasó lo peor en la economía? *sic* quizás es pronto para cantar victoria” en el cual describen un panorama muy positivo con la siguiente gráfica:



Figura 99. Gráfico de la revista Semana.

Nótese que en el grafico se habla de una recuperación al 0% de crecimiento de la economía en agosto del presente año.

- Para el caso 2 se partió de la suposición (o se asume) que, aunque la economía se recupera se hace necesario volver a la cuarentena y por ende se repite el comportamiento entre los meses de abril y junio, con la consideración de que el mes de diciembre es uno de los meses de mayor demanda.
- Para el caso 3 se partió de la suposición (o se asume) que se mantendrá un nivel de apertura estable hasta finalizar el mes de diciembre.

Nota: los casos 2 y 3 se basan en información disponible suministrada por XM sobre la demanda en los meses que han pasado de pandemia, los precios del petróleo de los mismos meses y los pronósticos de la recuperación de la economía, sin embargo, aún no se cuenta con información suficiente de demanda y de costos de los combustibles durante una pandemia bajo distintos escenarios, que implique ya que la última pandemia que trajo consigo una cuarentena fue la gripe española en 1918 y los avances médicos y en el sector eléctricos eran muy diferentes a los que ahora tenemos.

Los resultados en los costos son los siguientes:

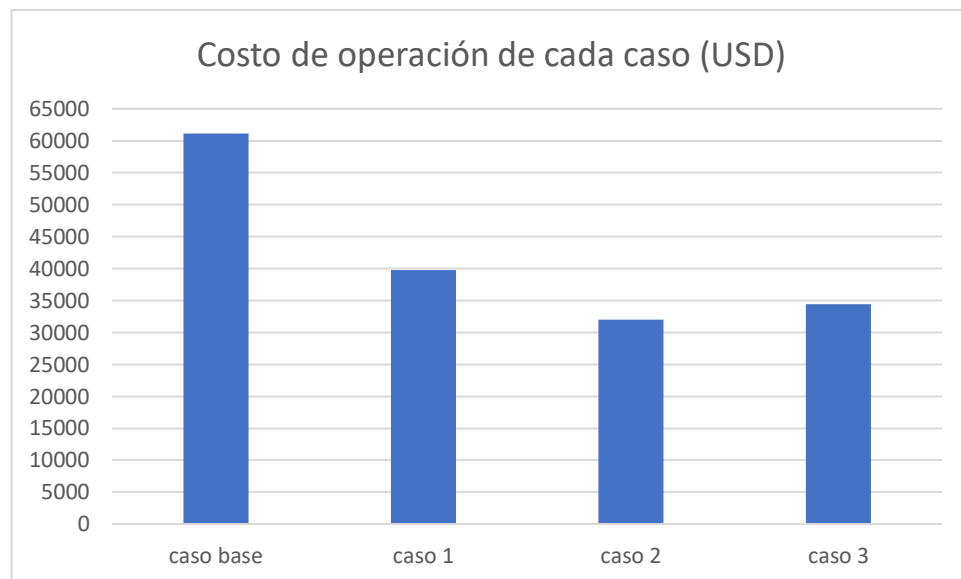


Figura 100. Costo de la operación para cada caso.

Como se puede notar, el caso 2, aunque tiene un costo bajo, indica la peor consecuencia, puesto que el costo de la energía está ligado con la demanda del sistema y este, a su vez, está ligada con el crecimiento (o depresión) de la economía.

También se hace visiblemente notable que caso 1 es el mejor de los casos, y que será posible dependiendo de las políticas del gobierno de turno y/o de los resultados de una vacuna que impida la transmisión del virus de manera efectiva en un corto plazo. El caso 3, es un caso intermedio entre los otros, pero vale la pena recalcar que, si pasa alguno de los casos planteados u otro diferente se verá como

consecuencia de las políticas del gobierno de turno, y/o del desarrollo de una vacuna eficiente.

Capítulo 4

4. Conclusiones y trabajos futuros

- Una de las conclusiones que sale de este trabajo es que si se va a aumentar la afluencia que le llega a un embalse (por desviación de otras fuentes hídricas hacia él) dependiendo de la proporción a aumentar, también se observa que se tiene un mayor beneficio si se aumenta la capacidad del embalse, es decir, si se aumenta el volumen del embalse y adicionalmente se repotencia la central, es decir, si se aumenta la capacidad instalada de la central para que pueda turbinar el agua adicional que llega.
- Cuando una central térmica oferta mucho más costoso que el resto de las centrales, lo más probable es que no salga en el despacho, así que, en un sistema con esquema de mercado se verá relegada y una de sus opciones es ser reserva (en Colombia AGC).
- La COVID-19 afecta directamente al sistema eléctrico de todos los países de diferentes formas, y debido a la incertidumbre en el futuro se hace necesario realizar la mayor cantidad de estudios posibles que evalúen diferentes casos o escenarios que serán de índole dinámicas para que el sector eléctrico esté preparado ante cualquiera de las situaciones contempladas.
- Debido a los plazos de producción de una vacuna eficaz (a la fecha de redacción 30 de junio de 2020) una de las pocas formas de conseguir el caso 1 es que desde una política estatal se dictamine dicha reapertura económica, lo cual, si se hace sin medida, puede conllevar pérdidas humanas altas.
- Económicamente, de los tres casos planteados el que se debe de evitar es el caso 2, debido a que indica una mayor contracción económica.
- A la fecha (anteriormente mencionada) el caso que se ve más viable de los tres es el caso 3, puesto que, como implica una reapertura económica gradual significa un crecimiento en el aforo público gradual, así reduciendo las posibilidades de un índice de letalidad del virus altas (como lo indican algunos médicos especialistas expertos) y se tiene un menor impacto negativo en la economía.

Referencias

- CREG. (2020a). *CREG*. Recuperado el Marzo de 2020, de <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/estructura-del-sector>
- CREG. (2020b). *CREG*. Recuperado el Marzo de 2020, de <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/historia-en-colombia>
- Cuadros, & Ortega. (Febrero de 2012). *UPME*. Recuperado el Abril de 2013, de www1.upme.gov.co
- EPM. (2020). Obtenido de www.epm.com.co/site/home/nuestraempresa/nuestras-plantas/energia/centrales-hidroelectricas#undefined
- Grupo de Energía de Bogotá. (s.f.). *Grupo de Energía de Bogotá*. Recuperado el Marzo de 2020, de <https://www.grupoenergiabogota.com/informacioncorporativa/historia>
- Hurtado, J. I. (2014). CRONOLOGÍA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO. *Revista de Santander*.
- Jimenez, R., & Paucar, V. (2007). *Long term hydrothermal scheduling linear programming model for large scale power systems*. Large Engineering Systems Conference on Power Engineering.
- Martínez, A. M. (2013). *PLANEACION DEL MANTENIMIENTO ANUAL DE LAS UNIDADES DE GENERACION EN SISTEMAS HIDROTERMICOS USANDO HEURISTICAS*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- Mejía, D. (2005). *Coordinación Hidrotérmica de Sistemas Eléctricos Usando Predicción de Caudales Afluentes*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- Palacios, R. A. (2013). *INVENTARIO DOCUMENTADO DE REPRESAS EN COLOMBIA*. Repositorio Universidad Militar Nueva Granada.
- Ramírez, S. (2009). *Redes de Distribución de Energía*. Universidad Nacional de Colombia, Tercera edición.